

“ANÁLISIS DE FALLA DE INTERCAMBIADOR DE CALOR TIPO  
CARCASA - TUBOS, UTILIZADO EN EL SISTEMA DE  
REGENERACIÓN DE MONOETILENGLICOL”

MONOGRAFIA PARA OBTENER EL TITULO DE ESPECIALISTA EN GESTIÓN DE LA  
INTEGRIDAD Y CORROSIÓN

PRESENTA:

ING. HEINER JONED GUZMAN RIVERA

---

UNIVERSIDAD PEDAGÓGICA Y TECNOLÓGICA DE COLOMBIA

BOGOTA

2020

ANÁLISIS DE FALLA DE INTERCAMBIADOR DE CALOR TIPO CARCASA - TUBOS,  
UTILIZADO EN EL SISTEMA DE REGENERACIÓN DE MONOETILENGLICOL

HEINER JONED GUZMAN RIVERA

UNIVERSIDAD PEDAGÓGICA Y TECNOLÓGICA DE COLOMBIA

BOGOTÁ.

## **DEDICATORIA**

### **A Dios.**

Por cada una de las bendiciones que me provee a diario, por permitirme lograr las metas propuestas y por guiarme e iluminarme en el caminar de mi vida.

### **A mi esposa Leidy Lorena y a mi Hija Luciana.**

Fuentes de amor, inspiración, fortaleza, apoyo incondicional y de felicidad.

### **A mi madre Gladys, mi abuela Corona, a mis hermanos, tíos, sobrinas y demás familiares.**

Por apoyarme en todos mis proyectos, por sus consejos y por tenerme paciencia en los momentos difíciles, de ausencia y por el inmenso amor y respeto que me profesan.

### **A mi padre Heiner, abuelos Félix María y Rómulo, mi abuela Susana y demás familiares.**

Que no se encuentran presentes en este mundo terrenal, pero que siempre se preocuparon y se esforzaron para inculcarme valores y disciplina, adicionalmente para que aprovechara cada instante de la vida, para que sea mejor persona y que pudiera servir a la comunidad en general.

## **AGRADECIMIENTO**

Gracias a todos los integrantes de mi gran familia, y a todas aquellas personas que a lo largo de mi vida me han apoyado, me han guiado y han creído en mis capacidades a pesar de las adversidades en el recorrer de mi vida.

A los docentes de la especialización que con sus conocimientos y experiencia han contribuido para adquirir nuevos conocimientos y fortalecerme profesionalmente.

## TABLA DE CONTENIDO

1.	RESUMEN DE LA MONOGRAFIA/ INTRODUCCIÓN	12
2.	INTRODUCCIÓN	13
3.	PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	14
3.1	FORMULACION DEL PROBLEMA	14
3.2	DESCRIPCION DEL PROBLEMA	14
4.	JUSTIFICACION	15
5.	OBJETIVOS	16
5.1	OBJETIVO GENERAL.	16
5.2	OBJETIVOS ESPECIFICOS.	16
6.	MARCO TEORICO / ESTADO DEL ARTE	17
7.	MARCO METODOLOGICO.	19
7.1	GAS NATURAL	19
7.2	TRATAMIENTO DE GAS NATURAL	20
7.3	DESHIDRATACIÓN DE GAS NATURAL	21
7.4	CLASIFICACION DE PROCESOS DE LOS PROCESOS DE DESHIDRATACIÓN DE GAS	21
7.4.1	DESHIDRATACIÓN POR ABSORCIÓN	22
7.4.2	DESHIDRATACIÓN POR ADSORCIÓN	23
7.4.3	DELICUESCENCIA	25
7.4.4	DESHIDRATACIÓN POR EXPANSIÓN-REFRIGERACIÓN	26
7.4.5	PERMEACIÓN DEL GAS	27
7.4.6	TECNOLOGÍA TWISTER	27
7.4.7	MECANISMOS DE DAÑOS SEGUN API RP 571 EDICIÓN 2011	28
7.4.7.1	Daño por H <sub>2</sub> S húmedo (Ampollamiento, HIC, SOHIC, SSC)	28
7.4.7.1.1	Ampollas de hidrogeno	29
7.4.7.1.2	Agrietamiento inducido por hidrogeno (HIC).	30
7.4.7.1.3	Agrietamiento por corrosión bajo tensión inducido por hidrogeno (SOHIC)	30
7.4.7.1.4	Agrietamiento por corrosión bajo tensión por sulfuro (SCC)	31

7.4.7.2 Corrosión por alta temperatura H <sub>2</sub> /H <sub>2</sub> S -----	32
7.4.7.3 Corrosión por agua amarga (ácida)-----	33
7.4.7.4 Fatiga mecánica -----	34
7.4.7.5 Corrosión por CO <sub>2</sub> -----	35
7.4.7.6 Fatiga Corrosión-----	35
7.4.7.7 Oxidación a alta temperatura [ $>400^{\circ}\text{F}$ ( $204^{\circ}\text{C}$ )].-----	36
7.4.7.8 Corrosión uniforme por oxígeno O <sub>2</sub> . -----	36
7.4.7.9 Aminas y glicol. -----	37
7.4.7.10 Corrosión por picadura -----	38
7.4.7.11 Localizada bajo aislamiento (CUI) -----	38
7.4.7.12 Erosión – Corrosión. -----	39
7.4.7.13 FACTORES QUE INFLUYEN EN LA CORROSIÓN -----	40
7.4.7.13.1 Temperatura-----	40
7.4.7.13.2 Gases disueltos -----	41
7.4.7.13.3IÓN cloruro-----	43
7.4.7.13.4 pH de la solución -----	44
7.4.7.14 DEFINICIÓN DE INTERCAMBIADOR DE CALOR-----	45
7.4.7.14.1 Conducción -----	45
7.4.7.14.2 Convección-----	45
7.4.7.14.3 Radiación-----	45
7.4.7.15 CLASIFICACIÓN DE LOS EQUIPOS DE CALOR -----	46
7.4.7.15.1 Clasificación según la trayectoria de los fluidos que intervienen en el proceso, pueden clasificarse así: -----	46
7.4.7.15.2 Clasificación según la forma transferencia de calor. -----	47
7.4.7.15.3 Clasificación según la aplicación -----	47
7.4.7.15.4 Clasificación según características de construcción-----	48
7.4.7.16 INTERCAMBIADORES DE CALOR DE CASCO Y TUBOS -----	49
7.4.7.17 Clasificación De Los Intercambiadores De Calor De Casco y Tubos -----	49
7.4.7.17.1 Intercambiadores de cabezal fijo-----	49
7.4.7.17.2 Tubos en forma de U-----	51
7.4.7.17.3 Intercambiadores de calor de cabezal flotante -----	51
7.4.7.18 COMPONENTES MECÁNICOS DEL INTERCAMBIADOR DE CALOR DE CASCO Y TUBOS-----	52
7.4.7.19 Cabezal de distribución o estacionario. -----	52
7.4.7.20 Cabezal flotante.-----	53
7.4.7.21 Placa tubular.-----	53

7.4.7.22	Baffles.	54
7.4.7.23	Carcasa (casco).	55
7.4.7.24	Haz de tubos.	56
7.4.7.25	Sellos, sujetadores, espaciadores.	57
7.4.7.26	Pernos.	57
7.4.7.27	Bridas.	57
7.4.7.28	Boquillas.	58
7.4.7.28.1	Boquillas Reforzadas.	58
7.4.7.28.2	Boquillas Forjadas.	59
7.5	ANTECEDENTES	59
7.5.1	Afectación a haz de tubos	60
7.5.2	Afectación de filtro de carbón activado.	61
8.0	DESARROLLO DE LA INVESTIGACION	63
8.1	DESCRIPCION DEL PROCESO	63
8.2	Sistema de deshidratación de gas natural.	64
8.2.1	Carga de glicol al sistema.	64
8.2.2	Inyección de glicol para remoción de agua.	65
8.2.3	Regeneración de Monoetilenglicol.	66
8.2.4	Drenaje y disposición de glicol.	68
8.3	SISTEMA DE CALENTAMIENTO DE ACEITE	69
8.4	MANTENIMIENTO DE LOS INTERCAMBIADORES DE CALOR	70
8.5	DETECCIÓN DE FUGAS INTERCAMBIADORES DE CALOR	71
8.6	TECNICAS NO DESTRUCTIVAS PARA LA INSPECCIÓN DE INTERCAMBIADORES DE CALOR.	73
9.0	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	75
10.	BIBLIOGRAFIA E INFOGRAFIA.	77
11.	ANEXOS	80

## LISTA DE FIGURAS

Figura No. 1	Planta de deshidratación con glicol. ....	23
Figura No. 2	Proceso de deshidratación con desecantes sólidos. ....	24
Figura No. 3	Proceso de deliquesencia. ....	25
Figura No. 4	Separador twister. ....	27
Figura No. 5	Daño por ampollamiento por hidrogeno. ....	29
Figura No. 6	Daño por ampollamiento por hidrogeno. ....	30
Figura No. 7	Daño por ampollamiento por hidrogeno. ....	31
Figura No. 8	Daño por Agrietamiento por corrosión bajo tensión por sulfuro (SCC) ....	32
Figura No. 9	Efecto de la Temperatura sobre la Velocidad de Corrosión. ....	41
Figura No. 10	Incremento velocidad de la corrosión con la concentración de oxígeno a diferentes temperaturas. ....	42
Figura No. 11	Velocidad de la corrosión en función de la temperatura a diferentes presiones parciales de CO <sub>2</sub> . ....	42
Figura No. 12	Velocidad de corrosión con respecto al tiempo con diferentes concentraciones de H <sub>2</sub> S ....	43
Figura No. 13	Tasa de corrosión del hierro en función del pH. ....	44
Figura No. 14	Intercambiadores de cabezal fijo ....	50
Figura No. 15	Intercambiadores de calor de cabezal flotante. ....	52
Figura No. 16	Cabezal de distribución o estacionario. ....	52
Figura No. 17	Cabezal flotante. ....	53
Figura No. 18	Placa tubular. ....	54
Figura No. 19	Tipos de baffles. ....	54
Figura No. 20	Carcasa (casco). ....	55
Figura No. 21	Haz de tubos. ....	56
Figura No. 22	Conjunto brida- Casquillo de alineamiento. ....	57
Figura No. 23	Ubicación de bridas. ....	58
Figura No. 24	Boquillas ....	59
Figura No. 25	Grados de afectación de haz de tubos ....	61
Figura No. 26	Tapón de tubos. ....	61
Figura No. 27	Daño filtro de carbon activado ....	62
Figura No. 28	Grado de contaminación de empaques cerámicos ....	62
Figura No. 29	Sistema de deshidratación con monoetilenglicol. ....	67
Figura No. 30	Sistema de calentamiento de aceite térmico ....	69



## LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Componentes principales gas natural. ....	19
Tabla 2 Principales impurezas de gas natural. ....	20
Tabla 3 Componentes principales gas natural. ....	63
Tabla 4 Propiedades físicas Monoetilenglicol .....	66

## **LISTA DE ANEXOS**

ANEXO 1 Estado de Monoetilenglicol contaminado. ....	80
------------------------------------------------------	----

“La autoridad científica de la Facultad de Ingeniería, reside en ella misma, por lo tanto no responde por las opiniones expresadas en este trabajo de grado”

## **1. RESUMEN DE LA MONOGRAFIA/ INTRODUCCIÓN**

Este proyecto se elabora por la necesidad de identificar los mecanismos de daño, las técnicas no destructivas para la inspección, las técnicas y/o señales para la identificación de fugas del intercambiador de calor tipo carcasa - tubo, utilizado en el sistema de regeneración del monoetilenglicol de una unidad de deshidratación de gas natural y producción de GLP y GLN.

La unidad de deshidratación de gas cuenta con una sección de regeneración del monoetilenglicol por medio de un intercambiador de Carcasa - tubos, que tiene como objetivo realizar la transferencia de calor entre el fluido lado tubos (aceite térmico - alta temperatura) y el fluido carcasa (Glicol rico - baja temperatura), fluidos que circulan de manera separada y no tienen contacto entre sí, debido a que se encuentran separados por la pared de los tubos.

La transferencia de calor se realiza por conducción y convección a través de las superficies antes mencionadas.

## 2. INTRODUCCIÓN

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos que comúnmente contiene cantidades significativas de agua en estado gaseoso y otros contaminantes como el dióxido de carbono, ácido sulfhídrico y en algunas ocasiones oxígeno. Los cambios de presión y temperatura que experimenta la corriente de gas generan que el agua se condense y se solidifique obstruyendo total o parcialmente, generando pérdida de eficiencia y presión en válvulas, tuberías, instrumentos de medición y demás equipos que intervienen en este sistema como también en el transporte de gas y/o sistemas de fraccionamiento y almacenamiento.

El proceso de deshidratación de gas natural, consiste en la remoción del vapor de agua que se encuentra asociada al gas y a sus líquidos (LGN-LPG) para disminuir la temperatura a la que el agua se condensará; Esta temperatura es denominada punto de rocío del gas; el proceso de remoción se realiza por medio de un fluido de alta higroscopicidad (Alta capacidad para absorber la humedad) como es el monoetilenglicol.

En nuestro caso, el proceso de deshidratación de gas se realiza por medio del método de absorción, técnica que consiste en la transferencia de masa de la fase gaseosa hacia la fase líquida por del contacto entre el monoetilenglicol y la corriente de gas a deshidratar.

El monoetilenglicol identificado por su fórmula química  $\text{CH}_2\text{-OH I CH}_2\text{-OH}$ , es sustancia incolora, inodora, poco volátil, ligeramente viscosa con un elevado punto de ebullición, un punto de fusión de aproximadamente  $-12\text{ }^{\circ}\text{C}$  que además de retener el vapor de agua, también remueve otros componentes aromáticos como el benceno, tolueno, etilbenceno y xileno (BTEX) y componentes orgánicos.

Después de separar el vapor de agua del gas hay que separar el agua absorbida por el glicol (rico) en la unidad de control de punto de rocío y de esta forma poder reutilizar el monoetilenglicol (pobre), es allí donde toma relevancia el sistema de regeneración, en especial para nuestro caso de estudio el intercambiador de calor tipo carcasa - haz de tubo equipo el cual está sometido constantemente a alta temperatura, a presión y a ambientes agresivos químicamente entre otros; que generan diferentes tipos de mecanismos de daño.

Este trabajo contribuye a responder las inquietudes que genera en los operadores y mantenedores sobre los diferentes mecanismos de falla, los métodos de identificación de fugas y señales de fallas (fugas) en el intercambiador de calor, y de esta manera realizar la adecuada gestión la integridad del equipo, reduciendo las paradas imprevistas del sistema y realizando un adecuado aseguramiento de procesos.

### **3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

#### **3.1 FORMULACION DEL PROBLEMA**

El presente estudio tiene como objetivo la identificación de los diferentes modos de falla del intercambiador de calor tipo carcasa - tubos de acuerdo a las condiciones operacionales cambiantes a las cuales se encuentra sometido el sistema de deshidratación con monoetilenglicol, en una planta de tratamiento de gas natural.

#### **3.2 DESCRIPCION DEL PROBLEMA**

El sistema de deshidratación de gas natural, cuenta con intercambiador de calor – tipo haz de tubos y carcasa el cual hace parte fundamental en el proceso de regeneración de la solución de monoetilenglicol, el intercambiador que ha presentado la misma afectación en dos unidades de haz de tubos (acero al carbono), por fenómenos asociados a la corrosión por la presencia de sulfuro de hidrógeno ( $H_2S$ ) y Oxígeno ( $O_2$ ) en la corriente de gas de entrada a la planta de tratamiento, componentes que no fueron tenidos en cuenta como variables de diseño de las facilidades, adicionalmente la frecuente salida de servicio del sistema de endulzamiento de gas lo que evita de remoción de dióxido de carbono ( $CO_2$ ) y sulfuro de hidrógeno ( $H_2S$ ), condiciones que están afectando considerablemente la integridad de equipos en toda la planta.

El sistema de regeneración de glicol no es ajeno a esta problemática porque en este, se presenta degradación de la solución de monoetilenglicol creando productos como peróxidos, aldehídos y ácidos orgánicos (ácido fórmico y acético), que contribuyen a la corrosión del sistema entre otros.

Condiciones que se evidencian contundentemente en los resultados del monitoreo de la velocidad de corrosión por medio de los cupones de corrosión, análisis de concentración de hierro, los mantenimientos correctivos, Las paradas no programadas del sistema y la necesidad de cambio de algunas frecuencias de mantenimiento preventivos.

Por lo anteriormente descrito es importante realizar el aseguramiento de las propiedades del monoetilenglicol basado en las recomendaciones del fabricante del producto, identificación y control de las fuentes de oxígeno y el aseguramiento del funcionamiento del sistema de endulzamiento de gas e identificar las diferentes técnicas adecuadas para la inspección interna del intercambiador de calor.

#### 4. JUSTIFICACION

En el diseño de una planta de tratamiento de gas natural (PTG) y en cada uno de sus procesos, se fundamentan en la composición del gas a tratar, de acuerdo a los análisis de cromatografía del reservorio y/o pozos productores de gas; La cantidad de hidrocarburos condensables y adicionalmente las condiciones mínimas de operación disponibles como la presión, flujo de gas y temperatura con las cuales la corriente de gas ingresaría a la planta en diseño.

Sin embargo, las variables antes mencionadas generalmente presentan cambios al iniciar la operación de las facilidades o van cambiando con el transcurso del tiempo, cambios que afectan notablemente la eficiencia e integridad de las facilidades y hasta pueden poner en riesgo la salud y seguridad humana. Algunos de estos cambios son la aparición o el incremento de contaminantes, principalmente dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) y ácido sulfhídrico ( $\text{H}_2\text{S}$ ) comúnmente conocidos como gases ácidos, y en casos muy puntuales se evidencia presencia de oxígeno ( $\text{O}_2$ ), elemento que normalmente no proviene de las formaciones sino que se adiciona imprevistamente a la corriente de gas durante el proceso de recolección, separación y/o acondicionamiento, o tratamiento de gas.

Elementos que bajo ciertas condiciones de proceso y con la interacción de otros productos generan ambientes sumamente corrosivos que afectan considerablemente la integridad de los diferentes equipos o sistemas.

Al presentarse cambios en las variables de operación por fuera de las ventanas operativas e integridad y/o alteraciones en los diferentes ambientes operacionales se pueden presentar afectaciones como en nuestro caso de estudio la falla en haz de tubos de un intercambiador de calor, generando como consecuencias daño en el equipo y sistema, pérdida de productividad, y pérdidas económicas asociadas a estos, contaminación de productos de características disímiles como es el aceite térmico DOWTHERM y el monoetilenglicol (MEG), además de poner en riesgo la seguridad humana.

La importancia del presente análisis de falla radica en determinar el origen o causas que la generaron, con el fin de tomar las medidas necesarias para identificar y prevenir nuevamente su ocurrencia de la falla.

## **5. OBJETIVOS**

### **5.1 OBJETIVO GENERAL.**

- Realizar un estudio de los mecanismos de falla de los intercambiadores de calor – tipo haz de tubos y carcasa, utilizados en el sistema de regeneración de mono etilenglicol.

### **5.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS.**

- Caracterizar los intercambiadores de calor.
- Identificar los mecanismos de falla de los intercambiadores de calor – tipo haz de tubo y carcasa.
- Establecer las técnicas más utilizadas para la detección de fugas en intercambiadores de calor.
- Investigar y dar a conocer las técnicas no destructivas para la inspección de intercambiadores de calor.



## **6. MARCO TEORICO / ESTADO DEL ARTE**

### **- Predicción de la corrosión por CO<sub>2</sub> + H<sub>2</sub>S en tuberías de acero al carbono.**

Universidad Tecnológica de Pereira. ISSN 0122-1701

Scientia et Technica Año XIII, No 36, Septiembre de 2007

**Autores:** Carmelo Fuentes, Darío Peña

Esta investigación tiene como objetivo el estudio de afectaciones como la corrosión por la presencia de CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S en tuberías de acero al carbono, instaladas en facilidades de producción de crudo y gas, la interacción de los componentes como el dióxido de carbono y el sulfuro de hidrogeno, la presencia de agua y las condiciones de operación del proceso como la presión, temperatura, PH del medio, propiedades del material entre otros variables inciden directamente en la velocidad de corrosión del proceso.

De esta manera desarrollaron un modelo para predecir la corrosión ocasionada CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S, resultados que fueron comparados con los obtenidos experimentalmente y los registrados las diferentes literaturas consultadas.

### **- Asociación de Fabricantes de Intercambiadores Tubulares (Novena edición)**

Tarrytown, New York 10591

**Autores:** Richard C. Byrne, Secretary / TEMA (Standards of the Tubular Exchanger Manufacturers Association)

El estándar TEMA emitido por la Asociación de fabricantes de intercambiadores tubulares, presenta una recopilación de normas y estándares empleados comúnmente por los ingenieros, diseñadores y fabricantes de los intercambiadores de calor, equipos que pueden ser utilizados en las diferentes sectores industriales como el químico, refinerías e industrias en general de acuerdo a la clasificación emitida por este ente. TEMA no suministra métodos de diseño térmico-hidráulicos, lo que permite que el constructor elija sus propios medios o métodos computacionales.

- **API 660 Intercambiadores de calor carcasa y tubos**

Washington, DC

**Autores:** Instituto Americano del Petróleo (API)

Estándar que contiene los requisitos específicos para el diseño mecánico, selección de materiales, fabricación, inspecciones y pruebas que aplican para los intercambiadores de calor de tubos utilizados en el sector petrolero y petroquímico.

Esta norma aplica a los intercambiadores de calor de carcasa y tubos, condensadores, calentadores, enfriadores y recalentadores.

## 7. MARCO METODOLOGICO.

### 7.1 GAS NATURAL

El gas natural es una fuente de energía con un alto poder calorífico, una mezcla de hidrocarburos gaseosos livianos que se pueden extraer de los yacimientos independientes (gas libre) y/o junto a yacimientos petrolíferos o de carbón (gas asociado).

Su principal componente es el metano. Los demás componentes (Tabla 1), en pequeñas cantidades, son otros gases como el etano, propano, butano pentano, y en un grado menor, hexano y octano.

El metano es un átomo de carbono unido a cuatro de hidrógeno (CH<sub>4</sub>) y puede constituir hasta el 97% del gas natural.

Tabla 2 Componentes principales gas natural.

COMPONENTE	FORMULA
Metano	CH <sub>4</sub>
Etano	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>
Propano	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>
Butano	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>
Pentano	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>
Hexano	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>
Heptano	C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>
Octano	C <sub>8</sub> H <sub>18</sub>
Nonano	C <sub>9</sub> H <sub>20</sub>

Fuente (Adaptación propia)

Adicionalmente pueden existir en la corriente de gas otros componentes adicionales a los antes mencionados y que son identificados como impurezas del gas natural (Tabla 3), algunas de estas impurezas pueden causar serios problemas operacionales, como corrosión en los equipos y en

tuberías, degradación de sustancias utilizadas en el procesamiento de gas como en la disminución o afectación en las características de calidad del gas natural en el consumidor final.

Tabla 4 Principales impurezas de gas natural.

COMPONENTE	FORMULA
Vapor de agua	H <sub>2</sub> O
Dioxido de carbono	CO <sub>2</sub>
Sulfuro de hidrogeno	H <sub>2</sub> S
Nitrogeno	N <sub>2</sub>
Helio	H <sub>2</sub>
Oxigeno	O <sub>2</sub>
Mercaptanos	RSH

Fuente (Adaptación propia)

El gas natural como combustible puede ser empleado en casi todas las actividades económicas, con la ventaja que es un combustible que genera menos contaminantes hacia el medio ambiente, es decir menos emisiones de material particulado, partículas que puede ocasionar en las personas múltiples afectaciones en la salud y al medio ambiente, en combinación con la lluvia, se puede genera lo que conocemos como lluvia ácida y el efecto invernadero.

Por lo anteriormente expuesto es importante someter este gas a una serie de procesos unitarios para el acondicionamiento o tratamiento de este gas y de esta manera disminuir las afectaciones a equipos, tener operaciones más seguras, disminución de afectaciones a las personas y medio ambiente.

## 7.2 TRATAMIENTO DE GAS NATURAL

El gas natural que se recibe de los yacimientos se caracteriza por ser un gas amargo, hidratado y húmedo, amargo por los componentes ácidos que contiene, hidratado por la presencia de agua, y húmedo por la presencia de hidrocarburos líquidos. Debido a esto para el uso comercial o doméstico, el gas natural debe ser tratado de manera de eliminar o disminuir la concentración de aquellos compuestos indeseados. El acondicionamiento del gas natural consta de tres procesos

fundamentales: el endulzamiento (elimina los componentes ácidos), la deshidratación (elimina el agua) y ajuste de punto de rocío (elimina los hidrocarburos líquidos) (Campbell, 2001).

### **7.3 DESHIDRATACIÓN DE GAS NATURAL**

Debido a la cantidad de agua que contiene el gas es necesario someterlo a un proceso de deshidratación, el cual se define como el proceso de remover el vapor de agua que está asociado al gas. El vapor de agua es probablemente la impureza más común en un flujo de gas. Este proceso cobra mayor importancia en campos donde se manejan altas presiones (Buchan, R.C, 1950).

Las principales razones para la realización de remoción del vapor de agua de la corriente de gas natural son:

- Evitar o disminuir la probabilidad de formación de hidratos que pueden obstruir tuberías y equipos.
- Disminuir la probabilidad de desviaciones de procesos por lecturas y la respuesta inadecuada de equipos por la formación de hidratos.
- Control y minimización de la corrosión por presencia de agua, Dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) y Sulfuro de hidrogeno ( $\text{H}_2\text{S}$ ).
- Requerimiento de calidad exigida para su transporte en tuberías, de acuerdo al Reglamento Único de Transporte de Gas Natural – RUT (Colombia).

### **7.4 CLASIFICACION DE PROCESOS DE LOS PROCESOS DE DESHIDRATACIÓN DE GAS**

La deshidratación es un proceso fundamental en las facilidades de gas natural, por consiguiente, es muy importante conocer cada uno de los métodos disponibles y diferenciar bajo qué condiciones resulta viable implementarlos, así como cuáles son sus ventajas y desventajas, por lo que a continuación se realiza una descripción de cada uno.

Actualmente existen diferentes alternativas para realizar los procesos de deshidratación de gas, es muy importante conocer los diferentes métodos disponibles en la actualidad e identificar las diferencias y de esta manera poder realizar la selección adecuada basado en las necesidades, ventajas y desventajas que nos ofrece cada uno.

### **7.4.1 DESHIDRATACIÓN POR ABSORCIÓN**

La absorción es un fenómeno de transferencia de masa desde una fase gaseosa hacia una fase líquida; esto es posible mediante la adición de un líquido con alta higroscopicidad o facilidad para retirar el agua.

La deshidratación por absorción consiste en remover el vapor de agua del gas a través del contacto íntimo con un desecante líquido. El contacto tiene lugar en una torre empacada o de platos. Los glicoles son los desecantes líquidos más efectivos; los más usados para la deshidratación del gas natural son: etilenglicol, dietilenglicol, trietilenglicol (EG, DEG, TEG). El trietilenglicol ha ganado la aceptación universal como el más efectivo de los glicoles, debido a que logra mayor depresión del punto de rocío (Rosman, A. 1973), (Porter, J.A 1950) y tiene bajos costos de operación. Es un líquido higroscópico no volátil, inodoro e incoloro, ha sido usado para deshidratar gases dulces y ácidos en los siguientes rangos de operación:

Depresión del punto de rocío: 40-140°F

- Presión: 25-2500 psi
- Temperatura: 40-160°F

#### **Ventajas de usar TEG:**

- Puede ser regenerado con facilidad
- Menores pérdidas por vaporización

#### **Limitación del TEG:**

- No es apto para procesos criogénicos
- Es corrosivo si se contamina con H<sub>2</sub>S

Una planta deshidratadora que utiliza TEG (Figura No 1), se compone de dos zonas: la zona de deshidratación, la cual es favorecida por las altas presiones y las bajas temperaturas y la zona de regeneración, la cual es favorecida por bajas presiones y altas temperaturas. Además, se tienen dos operaciones complementarias, la primera se refiere a la limpieza del gas húmedo que entra a la torre de absorción y la segunda corresponde a la descontaminación del glicol con el objeto de evitar que lleguen impurezas al rehervidor. Se debe tener en cuenta que la absorción del vapor de agua y la reconcentración del glicol están gobernadas por el equilibrio de fases líquido-vapor.

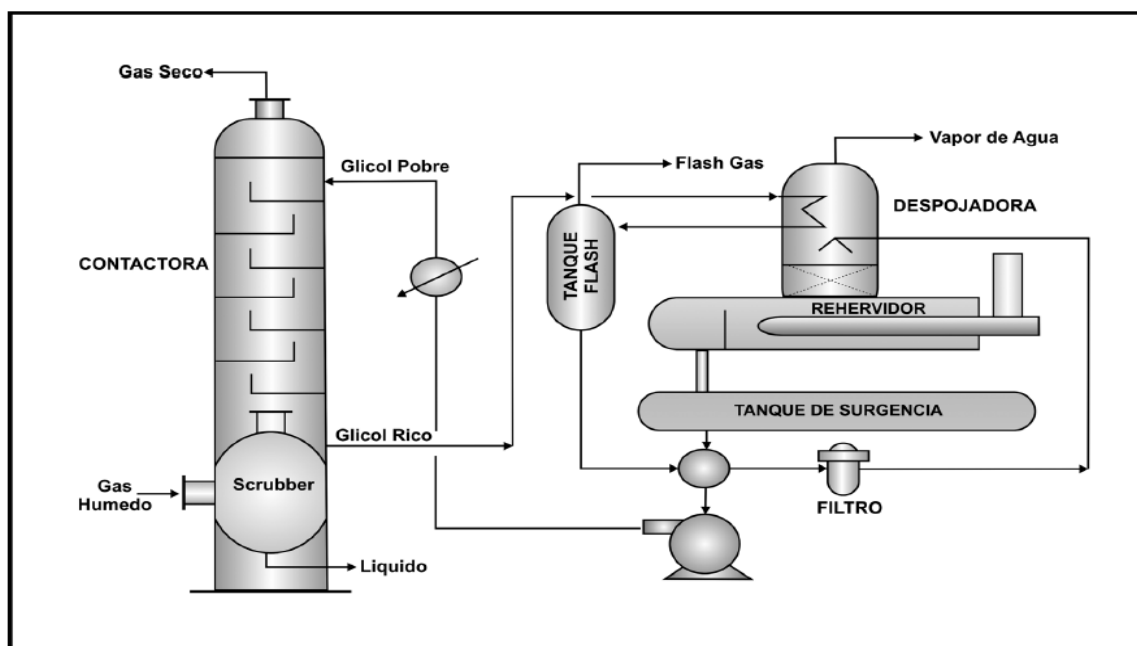
El glicol regenerado o pobre se bombea continuamente al plato superior de la torre absorbidora, donde fluye a través de los tubos de descenso de líquido que comunican cada plato o bandeja de contacto. El gas natural asciende con contenido de vapor de agua, el gas fluye a través de las cápsulas de burbujeo o de las válvulas colocadas en cada plato. Este proceso se repite en cada

plato de contacto: el líquido que descende va absorbiendo el vapor de agua y el gas natural que asciende se va secando (Salmat, R., 2009), (Lieberman, N.P., 1991).

Durante la absorción, el glicol también remueve componentes aromáticos como benceno, tolueno, etilbenceno y xileno (BTEX-Benceno, Tolueno, Etilbenceno, Xileno) y componentes orgánicos volátiles (VOCs).

Pequeñas cantidades de estos componentes se liberan del glicol rico en el regenerador que opera a altas temperaturas y bajas presiones. Aunque la mayoría de los BTEX y VOCs son separados del glicol en la despojadora, con el fin de cumplir con las especificaciones ambientales, estas emisiones deben medirse, monitorearse y adoptar estrategias que permitan minimizarlas.

Figura No. 1 Planta de deshidratación con glicol.



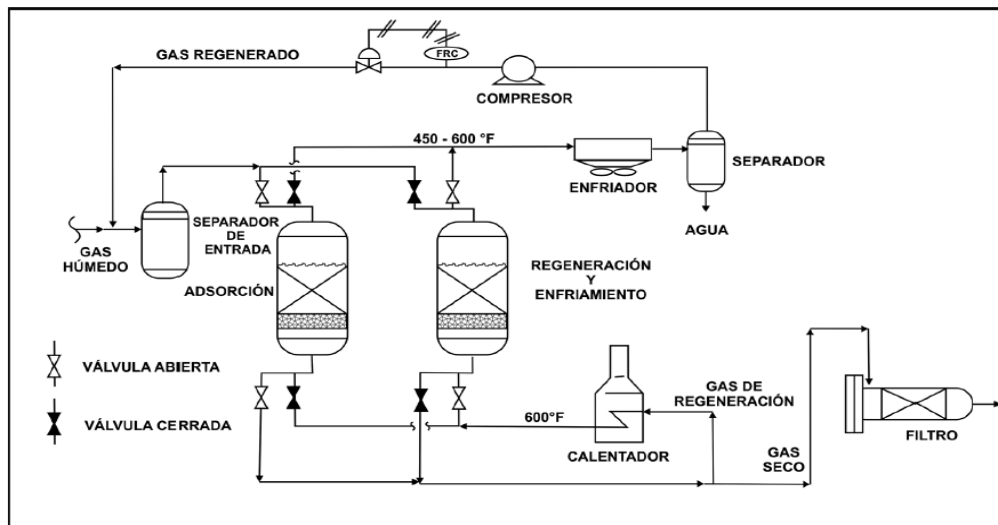
Tomado de (GPSA-Oklahoma, 12th Edition, 2004).

## 7.4.2 DESHIDRATACIÓN POR ADSORCIÓN

La deshidratación con desecantes sólidos es un proceso que trabaja bajo el principio de adsorción. La adsorción involucra una forma de adhesión entre las partículas del desecante sólido y el vapor de agua en el gas (Figura No. 2). La deshidratación con sólidos es mucho más eficiente que la deshidratación con glicol, con esta técnica se alcanza un contenido de agua de 0,05 lbH<sub>2</sub>O/MMPCS. Sin embargo, con el fin de reducir el tamaño de la torre absorbadora, frecuentemente se usa una torre absorbadora con glicol para realizar una deshidratación inicial, con lo que se reduce la masa de desecante sólido necesario para la deshidratación final.

- La deshidratación con lecho sólido es una excelente alternativa en sistemas de deshidratación donde se puedan obtener puntos de rocío de agua menor que  $-40^{\circ}\text{C}$  a  $-50^{\circ}\text{C}$  [ $-40$  a  $-58^{\circ}\text{F}$ ], temperaturas utilizadas en la corriente de entrada de las plantas de extracción de LGN que utilizan expansores.
- Las unidades de control del punto de rocío de hidrocarburos donde se requiere la extracción simultánea de agua e hidrocarburo para lograr las dos especificaciones de venta. Esto se usa frecuentemente para controlar el punto de rocío de hidrocarburos en corrientes de alta presión de la corriente de gas es pobre.
- Deshidratación y remoción simultánea de  $\text{H}_2\text{S}$  del gas natural.
- Deshidratación de gases que contienen sulfuro de hidrogeno donde la solubilidad de este contaminante en glicol puede generar problemas de emisión.
- Deshidratación y remoción de componentes sulfurados ( $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{COS}$ ,  $\text{CS}_2$ , mercaptano) para las corrientes de LGN y gas licuado del petróleo (GLP).

Figura No. 3 Proceso de deshidratación con desecantes sólidos.



Tomado de GPSA, 12th Edition, 2004).

Un desecante comercial debe poseer afinidad por el agua, un área superficial por unidad de volumen grande, alta resistencia mecánica, resistencia a la abrasión, inerte químicamente, y tener costos razonables. Los desecantes sólidos más usados son: gel de sílice, alúmina y tamiz molecular (Campbell, J., 2003).



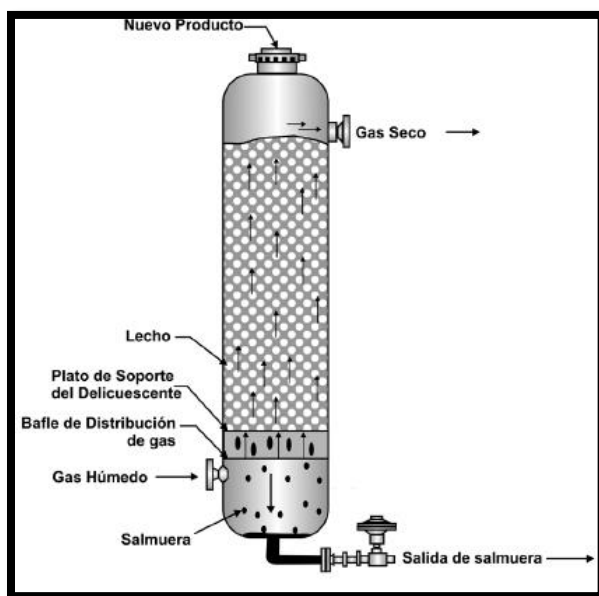
En sistemas de gas natural los más usados son los tamices moleculares, los cuales son formas cristalinas de aluminosilicatos que exhiben un alto grado de adsorción de agua. Permiten obtener un punto de rocío de  $-150^{\circ}\text{F}$  y se pueden usar tanto para endulzar como para deshidratar el gas natural. Los tamices moleculares en su estructura forman cavidades que se conectan por poros uniformes de diámetros de 3 a  $10^{\circ}\text{A}$ , dependiendo del tipo de tamiz. Como se elaboran de acuerdo a un tamaño de poro específico, los tamices moleculares permiten que la adsorción sea selectiva, es decir, se adsorben solamente las moléculas cuyo diámetro es menor que el tamaño del poro del tamiz molecular.

El gas húmedo al entrar a la planta pasa inicialmente por un separador (Scrubber) para remover todos los sólidos y líquidos. Posteriormente, el gas fluye hacia la parte superior de la adsorbedora que contiene un lecho desecante. Mientras una torre adsorbedora está deshidratando, la otra se está regenerando mediante una corriente de gas caliente (GPSA., 1998).

### 7.4.3 DELICUESCENCIA

Un deliquescente (del latín *deliquescere*, hacerse líquido) es una sustancia (en su mayoría sales) que tiene la propiedad de atraer la humedad y disolverse lentamente (Real Academia Española).

Figura No. 4 Proceso de deliquesencia.



Tomado de BOWMAN, B. SPE 60170 (2000); p 5.

La deshidratación por deliquesencia se refiere entonces, al uso de sales de metales alcalinotérreos para secar el gas. Ejemplos de sustancias deliquescentes son: cloruro de calcio,

cloruro férrico, cloruro de magnesio, cloruro de zinc, carbonato de potasio, hidróxido de potasio y el hidróxido de sodio.

En la industria de gas, la más empleada en los sistemas de deshidratación es el cloruro de calcio ( $\text{CaCl}_2$ ). Aunque en algunas ocasiones el uso de deliquescentes se clasifica como deshidratación por adsorción, este proceso presenta diferencias significativas con respecto a los adsorbentes. Una deshidratadora de  $\text{CaCl}_2$  es una combinación de una torre absorbadora de vapor de agua y una unidad de lecho sólido. El paso del gas a través del lecho de cloruro de calcio anhidro forma una salmuera concentrada de gravedad específica aproximada de 1.4. El lecho se asienta a medida que el  $\text{CaCl}_2$  es consumido desde el fondo y proporciona una deshidratación eficiente hasta que queden dos pies de lecho remanente. La salmuera formada gotea dentro de una sección de absorción, en la cual la salmuera absorbe agua del gas a medida que ésta desciende por gravedad, de plato en plato, en contracorriente con el gas húmedo que asciende desde el fondo. El proceso se ilustra en la figura No 3 (Real Academia Española), (Fowler, O.W., 1961). En este tipo de sistemas el contenido de agua de la corriente de gas se espera que sea aproximadamente de 2.0 lb  $\text{H}_2\text{O}$ /MMPCS.

#### **7.4.4 DESHIDRATACIÓN POR EXPANSIÓN-REFRIGERACIÓN**

Deshidratación por expansión hace referencia al proceso en el cual se logra disminuir la presión del gas al hacerlo pasar el gas por un reductor de presión, lo cual ocasiona su enfriamiento por el efecto Joule – Thomson, y genera a la condensación del agua y líquidos condensable de hidrocarburos.

En este método, el gas se enfría adiabáticamente (refrigeración mecánica); al bajar la temperatura se produce condensación de líquido entre los cuales está el agua. Puede utilizarse con o sin inhibidor, el proceso sin inhibidor se utiliza únicamente cuando la caída de presión disponible permite que el agua alcance el punto de rocío requerido sin formación de hidratos. Entonces, se mezcla el metanol o el glicol con el gas para enfriar el gas a temperaturas muy bajas (Minkinen, A., 1992), (Vergara, M.A., 2007), (Elhady. A. A., 2005). La mezcla agua – inhibidor se retira y el inhibidor se recupera en una columna de despojo. Las principales ventajas del proceso son:

- Puede obtener puntos de rocío en el rango de  $-100$  a  $-150^\circ\text{F}$  ( $-70$  a  $-100^\circ\text{C}$ ).
- Solo requiere suministro de calor para el regenerador de metanol.

Sin embargo, requiere refrigeración externa para enfriar el gas, y minimizar las pérdidas de metanol en la despojadora.

## 7.4.5 PERMEACIÓN DEL GAS

La Permeación de gas se basa en el principio de transferencia de masa por la difusión de gas a través de una membrana.

Una membrana es una barrera semipermeable entre dos fases, que permite el paso de varios solutos a través de ella a diferentes tasas y también permite a componentes selectivos penetrar mientras retiene otros componentes en la entrada de alimento (Markiewicz, G.S., 1965). Los solutos consisten en moléculas o partículas que son transportadas a través de la membrana debido a fuerzas que actúan en aquellas moléculas o partículas. La extensión de estas fuerzas es determinada por el gradiente de potencial a través de la membrana (Ohlrogge, K., 2002).

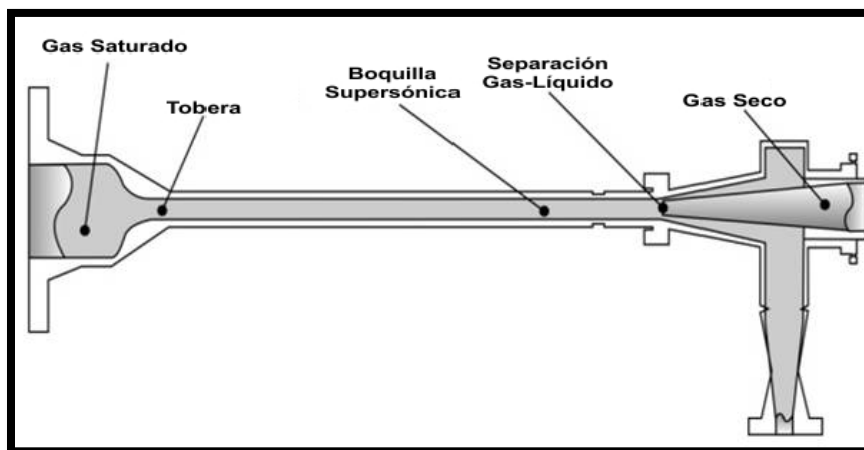
Las membranas son usadas en la industria del gas natural principalmente para remover dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), agua y sulfuro de hidrógeno ( $\text{H}_2\text{S}$ ). (Fournié, F.J., 1987)

Muchas unidades tratan el gas a las especificaciones de tubería directo en cabeza de pozo para alcanzar los requerimientos de calidad:  $\text{CO}_2 < 2\%$ ,  $\text{H}_2\text{S} < 4$  ppm y contenido de agua  $< 6$  lb/MMPCS (Comisión Reguladora de Energía y Gas., 2007).

## 7.4.6 TECNOLOGÍA TWISTER

Es muy atractiva en aplicaciones costa afuera debido a su simplicidad (no tiene partes móviles), su pequeño tamaño y bajo peso.

Figura No. 5 Separador twister.



Tomado de GPSA, 12th Edition, 2004.

El separador twister supersónico (Figura No 4), es una combinación única de conocidos procesos físicos, como la expansión, la separación ciclónica gas/líquido, y los pasos del proceso de

recompresión, en un dispositivo compacto y tubular para condensar y separar agua e hidrocarburos pesados del gas natural (Okimoto, F.T., 2000).

La condensación y la separación a velocidad supersónica son clave para conseguir en un solo paso reducciones tanto en capital como en costos de mantenimiento. El tiempo de residencia dentro del separador twister supersónico es solamente de milésimas de segundo, lo cual no permite la depositación de sólidos ni la formación de hidratos, evitando así la aplicación de inhibidores químicos (Karimi, A., 2006), (ODUNOWO, T., 2006).

La eliminación de los sistemas de regeneración de químicos asociados evita las emisiones perjudiciales de benceno, tolueno, y xileno al ambiente y evita el costo de sistemas de recuperación químicos. La sencillez y la confiabilidad de un dispositivo estático, sin piezas rotantes, que funciona sin químicos, aseguran una facilidad simple con una alta disponibilidad apropiada para operaciones costa afuera. Además, el diseño de sistema twister, compacto y de bajo peso lo hace llamativo para las plataformas costa afuera restringidas por peso y espacio.

#### **7.4.7 MECANISMOS DE DAÑOS SEGUN API RP 571 EDICIÓN 2011**

En la norma API RP 571, entre otras describen múltiples mecanismos de daño comunes en diferentes industrias, que generalmente afectan la integridad de los diferentes activos, de allí la importancia de identificar y entender los diferentes mecanismos de falla para poder realizar la mitigación, control y prevención de estos fenómenos y contribuir en el aseguramiento de integridad de todos los componentes de nuestras instalaciones y contribuir a la seguridad de procesos.

Los mecanismos de daño se pueden dividir en siguientes grupos:

- a) Falla mecánica y metalúrgica.
- b) Pérdida de espesor uniforme o localizado.
- c) Corrosión a alta temperatura.
- d) Agrietamiento asistido por el medio ambiente.

A continuación se describe los posibles mecanismos de daño que pueden presentarse en el sistema de deshidratación de gas natural con monoetilenglicol, sistema que consta de un intercambiador de calor tipo carcasa – tubos.

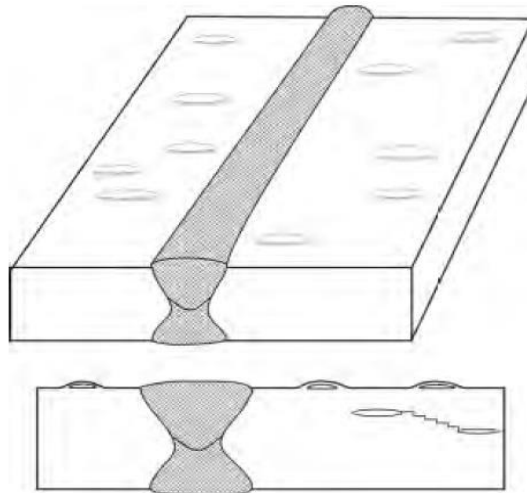
##### **7.4.7.1 Daño por H<sub>2</sub>S húmedo (Ampollamiento, HIC, SOHIC, SSC)**

Este mecanismo de daño se divide en cuatro secciones que resultan en la formación de ampollas o grietas en ambientes húmedos de H<sub>2</sub>S:

#### 7.4.7.1.1 Ampollas de hidrogeno

Las ampollas de hidrógeno forman protuberancias principalmente en la superficie de identificación de los recipientes a presión. La formación de ampollas de hidrógeno es más frecuente en tuberías soldadas. Las ampollas son causadas por los átomos de hidrógeno que se forman en la superficie del acero como resultado de reacciones de corrosión (Figura No. 6). El azufre actúa como un veneno, retrasando la combinación de átomos de hidrógeno en moléculas de gas hidrógeno ( $H_2$ ), permitiendo que los átomos de hidrógeno permanezcan en la superficie de acero. Los pequeños átomos de hidrógeno pueden difundirse fácilmente en el acero. (El efecto de esta carga de hidrógeno se aplica a todos los tipos de daño por  $H_2S$  húmedo).

Figura No. 7 Daño por ampollamiento por hidrogeno.



(Institute American Petroleum, 2020)

Los átomos de hidrógeno que se difunden en el acero se acumulan en discontinuidades como inclusiones o laminaciones, donde luego se combinan para formar gas  $H_2$ , porque hay no hay veneno de recombinación dentro del acero para inhibir la reacción. Las moléculas de hidrógeno gaseoso quedan atrapadas en el sitio porque son demasiado grandes para difundirse a través del acero. A medida que avanza la corrosión, los átomos de hidrógeno continúan formándose en la superficie y luego se difunden en el acero para quedar atrapados como  $H_2$  en los sitios de recolección, construyendo la presión de gas  $H_2$  hasta el punto donde ocurre la deformación local, formando una ampolla.

Las ampollas solo resultan del hidrógeno generado por la corrosión, no del gas hidrógeno en la corriente del proceso. (Institute American Petroleum, 2020).

#### **7.4.7.1.2 Agrietamiento inducido por hidrogeno (HIC).**

HIC resulta de la misma causa que las ampollas de hidrogeno, es decir, de átomos de hidrógeno que se difunden en el acero como resultado de la corrosión. Sin embargo, en este caso, cuando los átomos de hidrógeno se difunden en el acero, en lugar de formar ampollas, se producen separaciones internas paralelas a la superficie del acero. Nuevamente, es la acumulación de presión resultante de la combinación de átomos de hidrógeno para formar gas de hidrogeno ( $H_2$ ) lo que causa las separaciones internas dentro de la pared del recipiente.

Las separaciones son inicialmente de tamaño microscópico, pero pueden conectarse entre sí para formar grietas de tamaño macroscópico (Figura No. 8), al crecer en una gran separación en el mismo plano paralelo a la superficie o más comúnmente uniéndose con HIC en diferentes planos (a diferentes profundidades en la pared), formando finalmente un camino de fuga a través de la pared. (Institute American Petroleum, 2020).

Figura No. 9 Daño por ampollamiento por hidrogeno.



(Institute American Petroleum, 2020)

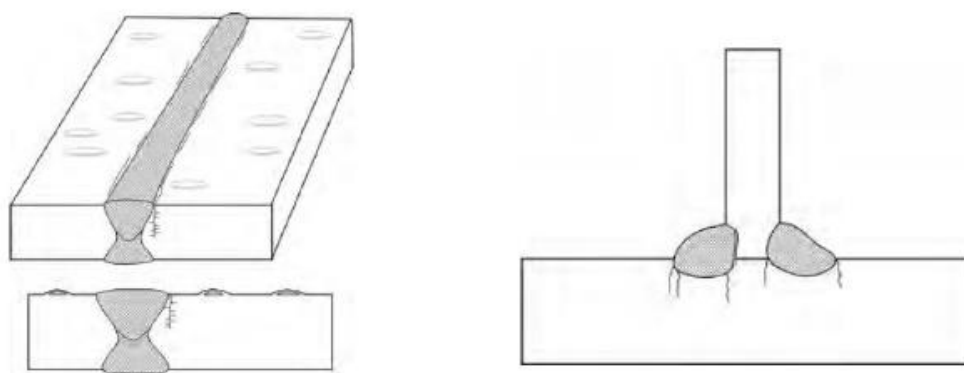
#### **7.4.7.1.3 Agrietamiento por corrosión bajo tensión inducido por hidrogeno (SOHIC)**

SOHIC resulta de una matriz de HIC (separaciones o grietas) apiladas una encima de la otra. Cuando actúa sobre un alto nivel de tensión (residual o aplicada), el HIC apilado se conectará y creará una grieta de espesor total que es perpendicular a la superficie (Figura No. 10). SOHIC ocurre con mayor frecuencia en el metal base adyacente a los puntos de soldadura, siendo el estrés residual de la soldadura el impulsor más común de SOHIC.

SOHIC puede iniciarse solo desde el HIC apilado, desde grietas de estrés por sulfuro, o desde otros defectos similares a grietas o concentraciones de estrés. SOHIC es una forma de grietas potencialmente más dañina que HIC debido a su tasa relativamente más alta de desarrollar grietas en la pared. Además, la ausencia de ampollas visuales puede dejar una falsa sensación de

seguridad de que el daño de H<sub>2</sub>S no está activo, pero puede estar presente SOHIC debajo de la superficie.

Figura No. 11 Daño por ampollamiento por hidrogeno.



(Institute American Petroleum, 2020)

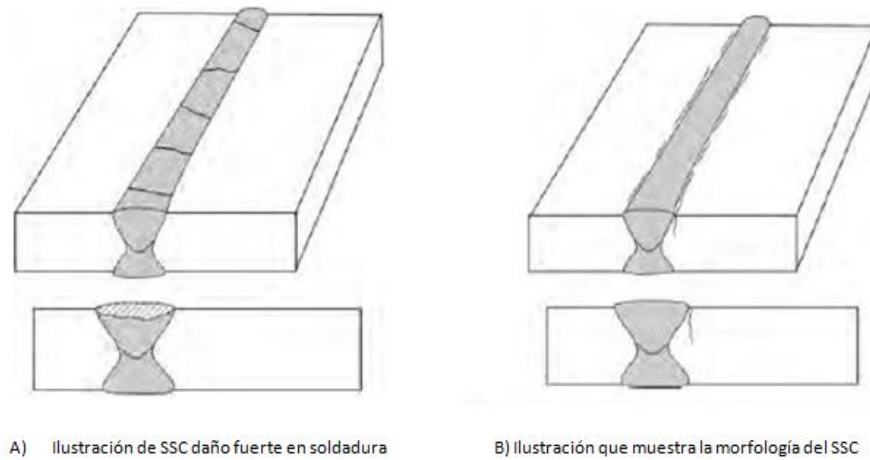
#### **7.4.7.1.4 Agrietamiento por corrosión bajo tensión por sulfuro (SCC)**

SSC es el agrietamiento de un metal susceptible bajo la acción combinada de tensión y corrosión en presencia de agua y H<sub>2</sub>S. SSC es una forma de grietas resultante de la absorción de hidrógeno atómico que se produce en la superficie del metal por el proceso de corrosión (Figura No. 12). Además del acero al carbono y los aceros de baja aleación, los aceros inoxidables martensíticos como el Tipo 410 también son susceptibles si la dureza no se controla a un nivel lo suficientemente bajo.

El SSC se produce en aceros de alta resistencia (alta dureza), pero también puede iniciarse en zonas altamente localizadas de alta dureza en metales con soldadura. PWHT es beneficioso para reducir la alta dureza y las tensiones residuales que hacen que el acero sea susceptible al SSC y es esencial al soldar aceros endurecibles de baja aleación, incluidos los aceros Cr-Mo, así como los aceros inoxidables martensíticos. El uso de precalentamiento ayuda a minimizar estos problemas de dureza. Si bien los aceros de alta resistencia son susceptibles al SSC, solo se usan en aplicaciones limitadas, como componentes internos de válvulas y componentes internos similares en la industria de refinación.

El tiempo de falla por SSC disminuye a medida que aumenta la resistencia del acero, el nivel de tensión y el potencial de carga de hidrógeno del medio ambiente. (Institute American Petroleum, 2020).

Figura No. 13 Daño por Agrietamiento por corrosión bajo tensión por sulfuro (SCC)



(Institute American Petroleum, 2020)

#### 7.4.7.2 Corrosión por alta temperatura $H_2$ / $H_2S$

La presencia de hidrógeno en corrientes de hidrocarburos que contienen  $H_2S$  aumenta la gravedad de corrosión por sulfuro de temperatura a temperaturas superiores a aproximadamente  $500^\circ F$  ( $260^\circ C$ ). Esta forma de sulfuración generalmente resulta en una pérdida uniforme de espesor asociada con circuitos calientes en unidades de hidroprocesamiento.

Los factores críticos

- Los principales factores que afectan la sulfuración a alta temperatura son la temperatura, la presencia de hidrógeno, la concentración de  $H_2S$  y la composición de la aleación.
- Dependiendo de la cantidad de hidrógeno presente, las velocidades de corrosión pueden ser significativamente diferentes que los asociados con la sulfuración a alta temperatura en ausencia de hidrógeno.
- Las tasas de sulfuración aumentan al aumentar el contenido de  $H_2S$  y especialmente al aumentar la temperatura.
- Las tasas de corrosión más altas se encuentran más en los desulfuradores e hidrocraqueadores de gasóleo que en la nafta. Desulfurantes por un factor de casi "2".
- La susceptibilidad a la sulfuración está determinada por la composición química de la aleación.
- El aumento del contenido de cromo de la aleación mejora la resistencia. Sin embargo, hay poco mejoría con el aumento del contenido de cromo hasta aproximadamente 7-9Cr como se muestra por la tasa relativa



- a) Las aleaciones a base de níquel que contienen cromo son similares al acero inoxidable. Niveles similares de cromo proporcionan una resistencia a la corrosión similar (API-RP 571-2011).

#### **7.4.7.3 Corrosión por agua amarga (ácida)**

- a) Corrosión del acero debido a agua ácida que contiene H<sub>2</sub>S a un pH entre 4.5 y 7.0. También puede haber dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>).
- b) Las aguas ácidas que contienen cantidades significativas de amoníaco, cloruros o cianuros pueden afectar el pH.

Este mecanismo de daño puede afectar principalmente al acero y al carbono y a Los aceros inoxidables, las aleaciones de cobre y las aleaciones a base de níquel suelen ser resistentes. Dentro de los factores críticos de este mecanismo de daño de acuerdo a la norma API-RP 571-2011, podemos encontrar:

- a) El contenido de H<sub>2</sub>S, el pH, la temperatura, la velocidad y la concentración de oxígeno son factores críticos.
- b) La concentración de H<sub>2</sub>S en el agua ácida depende de la presión parcial de H<sub>2</sub>S en la fase gaseosa, así como temperatura y pH.
- c) A una presión dada, la concentración de H<sub>2</sub>S en el agua ácida disminuye a medida que aumenta la temperatura.
- d) Las concentraciones crecientes de H<sub>2</sub>S tienden a disminuir el pH de la solución hasta aproximadamente 4,5. Se transmite con un pH por debajo de 4.5 indica la presencia de un ácido fuerte que sería el principal problema de corrosión.
- e) Por encima de un pH de aproximadamente 4,5, una fina capa protectora de sulfuro de hierro limita la velocidad de corrosión.
- f) En algunos casos, a un pH superior a 4,5, se puede formar una capa de película de sulfuro porosa más gruesa. Esto puede promover picaduras debajo de depósitos de sulfuro. Normalmente, esto no afecta la velocidad de corrosión general.
- g) Otros contaminantes tienen un efecto significativo en el pH del agua. Por ejemplo, HCl y CO<sub>2</sub> bajan el pH (más ácido). El amoníaco aumenta significativamente el pH y se asocia más a menudo con ácidos alcalinos. agua donde la principal preocupación es la corrosión por bisulfuro de amoníaco.
- h) La presencia de aire u oxidantes puede incrementar la corrosión y generalmente produce picaduras o ataques de depósito insuficiente (API RP 571).

#### 7.4.7.4 Fatiga mecánica

a) El agrietamiento por fatiga es una forma mecánica de degradación que ocurre cuando un componente se expone a tensiones cíclicas durante un período prolongado, que a menudo resultan en fallas repentinas e inesperadas.

b) Estas tensiones pueden surgir de cargas mecánicas o ciclos térmicos y normalmente son bien por debajo del límite elástico del material (API-RP 571-2011).

Todas las aleaciones usadas en ingeniería están sujetas a agrietamiento por fatiga, aunque los niveles de tensión y el número de ciclos necesario para causar fallas varían según el material.

La geometría, el nivel de tensión, el número de ciclos y las propiedades del material (resistencia, dureza, microestructura) son los factores predominantes en la determinación de la resistencia a la fatiga de un componente.

a) Diseño: las grietas por fatiga generalmente se inician en la superficie en las muescas o en los que aumentan la tensión en condiciones cíclicas cargando. Por esta razón, el diseño de un componente es el factor más importante para determinar un la resistencia del componente al agrietamiento por fatiga. Varias características superficiales comunes pueden conducir a la iniciación de fisuras por fatiga, ya que pueden actuar como concentraciones de tensión.

b) Aspectos metalúrgicos y microestructura.

1) Para algunos materiales como titanio, acero al carbono y acero de baja aleación, el número de ciclos la fractura por fatiga disminuye con la amplitud del esfuerzo hasta que se alcanza un límite de resistencia. Debajo de esto límite de resistencia a la tensión, no se producirán fisuras por fatiga, independientemente del número de ciclos.

2) Para las aleaciones con límites de resistencia, existe una correlación entre la resistencia máxima a la tracción (UTS) y la amplitud de tensión mínima necesaria para iniciar el agrietamiento por fatiga. La relación de resistencia el límite sobre UTS suele estar entre 0,4 y 0,5. Materiales como aceros inoxidables austeníticos y el aluminio que no tiene un límite de resistencia tendrá un límite de fatiga definido por el número de ciclos a una amplitud de esfuerzo dado.

3) Las inclusiones que se encuentran en el metal pueden tener un efecto acelerador sobre el agrietamiento por fatiga. Esto es de Importancia cuando se trata de aceros o soldaduras más viejos y "sucios", ya que a menudo tienen inclusiones. y discontinuidades que pueden degradar la resistencia a la fatiga.

4) El tratamiento térmico puede tener un efecto significativo sobre la tenacidad y, por tanto, la resistencia a la fatiga de un metal. En general, las microestructuras de grano más fino

tienden a funcionar mejor que las de grano grueso. Los tratamientos térmicos, como el temple y revenido, pueden mejorar la resistencia a la fatiga del carbono y aceros de baja aleación (API-RP 571-2011).

- c) Acero al carbono y titanio: estos materiales exhiben un límite de resistencia por debajo del cual el agrietamiento por fatiga no ocurrirá, independientemente del número de ciclos.
- d) Serie 300 SS, Serie 400 SS, aluminio y la mayoría de las otras aleaciones no ferrosas:
  - 1) Estas aleaciones tienen una característica de fatiga que no exhibe un límite de resistencia. Esto significa que la fractura por fatiga se puede lograr eventualmente bajo carga cíclica, independientemente de la tensión amplitud.
  - 2) La amplitud máxima de tensión cíclica se determina relacionando la tensión necesaria para causar fractura al número deseado de ciclos necesarios en la vida útil de un componente. Esto es típicamente 106 a 107 ciclos (API-RP 571-2011).

#### **7.4.7.5 Corrosión por CO<sub>2</sub>**

La corrosión por CO<sub>2</sub> se produce cuando el CO<sub>2</sub> se disuelve en agua para formar ácido carbónico (H<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>). El ácido puede reducir el pH, y cantidades suficientes pueden promover la corrosión general y/o la corrosión por picadura del acero al carbono. (Institute American Petroleum, 2020).

#### **7.4.7.6 Fatiga Corrosión**

Una forma de agrietamiento por fatiga en el que se desarrollan grietas bajo los efectos combinados de cargas cíclicas y corrosión. El agrietamiento a menudo se inicia con una concentración de tensión, como un hoyo en la superficie. Lata de craqueo iniciar en varios sitios. Todos los metales y aleaciones usadas en ingeniería están sujetos a este mecanismo de daño.

Dentro de los factores críticos de este mecanismo de daño encontramos:

- a) Los factores críticos son el material, el entorno corrosivo, las tensiones cíclicas y los generadores de tensiones.
- b) Es más probable que ocurra agrietamiento en ambientes que promueven picaduras o corrosión localizada debajo tensión cíclica debida a tensión térmica, vibración o expansión diferencial.
- c) Contrariamente a una fatiga mecánica pura, no hay carga límite de fatiga en la fatiga asistida por corrosión. La corrosión promueve fallas con una tensión y un número de

ciclos más bajos que los normales de los materiales. Límite de resistencia de corrosión y a menudo da como resultado la propagación de múltiples grietas.

- d) Los sitios de inicio de grietas incluyen concentradores tales como picaduras, muescas, defectos superficiales, cambios en la sección o soldaduras de filete (API-RP 571-2011).

#### **7.4.7.7 Oxidación a alta temperatura [ $>400^{\circ}\text{F}$ ( $204^{\circ}\text{C}$ )].**

La afectación puede ocurrir a los materiales a base de hierro, incluido el acero al carbono y los aceros de baja aleación, tanto fundidos como forjados adicionalmente a aquellas aleaciones de acero inoxidable serie 300, serie 400 y aleaciones a base de níquel, también se oxidan en diversos grados, según sobre composición y temperatura (API-RP 571-2011).

- a) El oxígeno reacciona con el acero al carbono y otras aleaciones a alta temperatura convirtiendo el metal en escala óxido.
- b) Está presente con mayor frecuencia ya que el oxígeno está en el aire circundante (aproximadamente el 20%) utilizado para la combustión. en calentadores y calderas a fuego.

Factores críticos de este mecanismo de daño:

- a) Los principales factores que afectan la oxidación a alta temperatura son la temperatura del metal y la composición.
- b) La oxidación del acero al carbono comienza a ser significativa por encima de aproximadamente  $1000^{\circ}\text{F}$  ( $538^{\circ}\text{C}$ ). Tasas de metal la pérdida aumenta con el aumento de temperatura.
- c) En general, la resistencia del acero al carbono y otras aleaciones está determinada por el contenido de cromo del material. El aumento de los niveles de cromo produce una escala de óxido más protectora. La serie 300 SS son resistentes a la formación de incrustaciones hasta aproximadamente  $1500^{\circ}\text{F}$  ( $816^{\circ}\text{C}$ ).
- d) La presencia de vapor de agua puede acelerar significativamente las tasas de oxidación de algunos aceros, incluidos 9Cr-1Mo (API RP 571 – 2011).

#### **7.4.7.8 Corrosión uniforme por oxígeno $\text{O}_2$ .**

La corrosión generalizada, también nombrada como corrosión uniforme, ocurre sobre toda la superficie del material de forma homogénea, deteriorándolo completamente. Este tipo de

corrosión es el que mayor pérdida de material provoca, pero es relativamente fácil de predecir y controlar, por lo que un accidente producido por este es de rara ocurrencia (Revie, 2011). Se puede observar comúnmente en materiales, sobre todo en la industria de la construcción, a base de hierro no aleado con metales inoxidables, como el níquel y el cromo.

La velocidad de corrosión es altamente influenciada por la existencia de otras impurezas y fases distintas en el material, ya que estas inducen a una variación en la energía potencial, formando electrodos a pequeña escala, propiciando el proceso de corrosión.

#### **7.4.7.9 Aminas y glicol.**

- a) La corrosión por amina se refiere a la corrosión general y / o localizada que ocurre principalmente en el acero carbón en procesos de tratamiento de aminas. La corrosión no es causada por la amina en sí, sino que resulta de gases ácidos disueltos ( $\text{CO}_2$  y  $\text{H}_2\text{S}$ ), productos de degradación de amina, sales de amina termoestables (HSAS) y otros contaminantes.
- b) Se discute el agrietamiento por corrosión bajo tensión del acero al carbono en servicios de amina (API RP 571 – 2011).

Principalmente afecta a materiales como el acero al carbono, y la serie 300 SS son altamente resistentes y dentro de los principales factores críticos encontramos en la norma API RP 571:

- a) La corrosión depende del diseño y las prácticas operativas, el tipo de amina, la concentración de amina, contaminantes, temperatura y velocidad.
- b) La corrosión por amina está muy ligada al funcionamiento de la unidad. Con algunas excepciones, el acero al carbono es adecuado para la mayoría de los componentes en una unidad correctamente diseñada y operada. La mayoría de los problemas pueden ser debido a un diseño defectuoso, prácticas operativas deficientes o contaminación de la solución.
- c) La corrosión también depende del tipo de amina utilizada. En general, los sistemas de alcanolamina pueden clasificarse en orden de agresividad de mayor a menor de la siguiente manera: monoetanolamina (MEA), diglicolamina (DGA), diisopropilamina (DIPA), dietanolamina (DEA) y metildietanolamina (MDEA).
- d) Las soluciones de aminas magras generalmente no son corrosivas porque tienen baja conductividad y pH alto. Sin embargo, una acumulación excesiva de sales de amina

termoestables (HSAS) por encima de aproximadamente el 2%, dependiendo de la amina, puede aumentar significativamente las tasas de corrosión.

- e) Las soluciones de amina pobre generalmente no son corrosivas porque tienen baja conductividad y alto pH. Sin embargo, una acumulación excesiva de sales termoestables como bicina, oxalato, formiato y acetato superiores al 2%, dependiendo de la amina, pueden aumentar significativamente las tasas de corrosión en la amina pobre caliente.
- f) El ingreso de oxígeno al sistema provoca altas tasas de corrosión y contribuye a la formación de sal estable al calor.
- g) El amoníaco, el  $H_2S$  y el  $HCN$  aceleran la corrosión en el condensador superior y la salida del regenerador, así como tuberías de reflujo, válvulas y bombas.
- h) Las tasas de corrosión aumentan con el aumento de la temperatura, particularmente en servicios ricos en amina. Las temperaturas superiores a unos  $220^{\circ} F$  ( $104^{\circ} C$ ) pueden provocar quemaduras de gas ácido y graves corrosión debido al flujo de 2 fases, si la caída de presión es lo suficientemente alta (API RP 571 – 2011).

#### **7.4.7.10 Corrosión por picadura**

Es una forma de corrosión localizada que se presenta en pequeñas zonas anódicas que dan lugar a cavidades circulares en la estructura metálica; es considerada más peligrosa que la corrosión uniforme debido a su dificultad para detectar y predecir que pueden conllevar a la falla de un sistema de ingeniería completo. Los productos de corrosión suelen cubrir las picaduras con una membrana permeable y algunas veces son descubiertos en forma de copa, irregular, sub superficial, plana, entre otras. La presencia de microambientes corrosivos permiten el inicio y propagación de las picaduras; dichas picaduras aumentan la tensión y pueden generar fatiga o agrietamiento por corrosión bajo tensión (Pierre. R, 1999).

#### **7.4.7.11 Localizada bajo aislamiento (CUI)**

Corrosión resultante por el agua que queda atrapada bajo los aislamientos. Se presenta en tuberías, vasijas a presión y componentes estructurales. Materiales afectados por este mecanismo de daño son los aceros al carbono, aceros de baja aleación, acero inoxidable serie 300 y aceros inoxidables dúplex.

Dentro de los principales factores críticos encontramos:

- a) Afecta a las tuberías y equipos aislados externamente y a los que están en servicio intermitente u operar entre:

- 1) 10 ° F (–12 ° C) y 350 ° F (175 ° C) para aceros al carbono y de baja aleación,
  - 2) 140°F (60 ° C) y 400°F (205 ° C) para aceros inoxidables austeníticos y aceros inoxidables dúplex.
- b) Las tasas de corrosión aumentan con el aumento de la temperatura del metal hasta el punto en que el agua se evapora rápidamente. Para los componentes aislados, la corrosión se vuelve más severa en el metal. Temperaturas entre el punto de ebullición 212 ° F (100 ° C) y 350 ° F (121 ° C), donde el agua es menos probable vaporizar y el aislamiento permanece húmedo por más tiempo.
  - c) El diseño del sistema de aislamiento, el tipo de aislamiento, la temperatura y el medio ambiente son factores críticos.
  - d) Un diseño deficiente y / o instalaciones que permitan que el agua quede atrapada aumentará el CUI.
  - e) Los materiales aislantes que retienen la humedad (mecha) pueden ser un problema mayor.
  - f) La operación térmica cíclica o el servicio intermitente pueden aumentar la corrosión.
  - g) Los equipos que funcionan por debajo del punto de rocío del agua tienden a condensar el agua en la superficie del metal proporcionando así un ambiente húmedo y aumentando el riesgo de corrosión.
  - h) El daño se ve agravado por contaminantes que pueden filtrarse del aislamiento, como los cloruros.
  - i) Plantas ubicadas en áreas con alta precipitación anual o lugares más cálidos, marinos son más propensos a CUI que las plantas ubicadas en lugares más fríos y secos del continente medio.
  - j) Ambientes que proporcionan contaminantes en el aire como cloruros (ambientes marinos, enfriamiento deriva de la torre) o SO<sub>2</sub> (emisiones de chimenea) pueden acelerar la corrosión.

#### **7.4.7.12 Erosión – Corrosión.**

Este tipo de corrosión se refiere a la degradación acelerada inducida por reacciones de tipo electroquímico combinado con efectos mecánicos de movimiento del electrolito e impacto de partículas sobre la superficie; estas características generan ranuras, socavaciones, bordes redondeados y olas que indican la direccionalidad del fluido; esta tipología de corrosión suele encontrarse en curvas, codos y articulaciones de tuberías, en válvulas, bombas, boquillas, intercambiadores de calor, álabes de turbina, pantallas y molinos (Pierre. R, 1999). La norma API RP 14E permite determinar si un fluido es erosivo en función de su velocidad y en una

publicación de Salama M., se proponen ecuaciones para el cálculo de velocidad erosional en presencia de partículas (Salama, 2000).

Todos los metales, aleaciones y refractarios son susceptibles a este mecanismo de daño y de dentro de los principales factores críticos podemos encontrar:

- La velocidad de pérdida de metal depende de la velocidad y concentración del medio impactante (es decir, partículas, líquidos, gotas, lodos, flujo de dos fases), el tamaño, la dureza y la resistencia a la corrosión de los materiales sometidos a la erosión, y el ángulo de impacto.
- Las aleaciones más suaves, como el cobre y aleaciones de aluminio que son fáciles de usar, puede ser sujeto a la pérdida de metal bajo condiciones severas de alta velocidad.
- El tamaño, forma, densidad y dureza de las partículas afecta la velocidad de erosión.
- Incrementando la corrosividad del medio se reduce la estabilidad de las películas protectoras y se remueven fácilmente.
- Los factores que contribuyen a un aumento de la corrosión del medio ambiente, tales como temperatura, pH, etc., puede aumentar la susceptibilidad a la pérdida de metal. (API RP-571,2003)
- Morfología de daño: pérdida de metal localizada en forma de picaduras, surcos, concavidades, huecos redondeados.

#### **7.4.7.13 FACTORES QUE INFLUYEN EN LA CORROSIÓN**

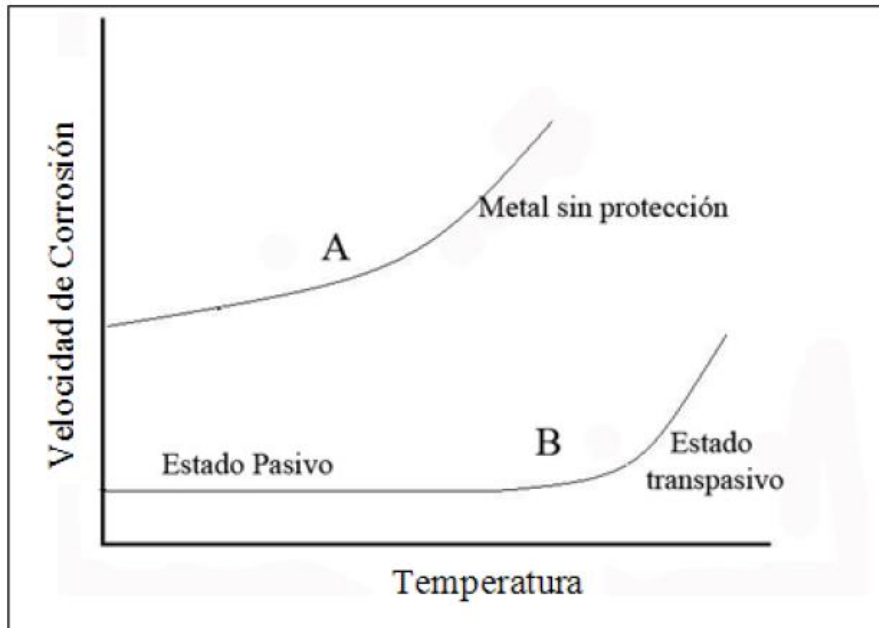
##### **7.4.7.13.1 Temperatura**

La temperatura influye fuertemente en la velocidad de los procesos de Corrosión de los metales. Con el aumento de la temperatura, los procesos de oxidación de los metales tienen lugar mucho más rápidamente, sin embargo disminuye su probabilidad termodinámica.

En la figura N°9 vemos que se pueden presentar dos casos, en el caso A, a medida que incrementa la temperatura aumenta la velocidad de corrosión, sin embargo, en el caso B no aumenta la velocidad de corrosión sino hasta cierto punto, observándose este comportamiento en metales que se encuentran en su estado pasivo y pasan a su estado transpasivo donde es fácilmente corroído. (Palacios C., 1995).



Figura No. 14 Efecto de la Temperatura sobre la Velocidad de Corrosión.



Fuente: (PALACIOS C., "Corrosión", 1995)

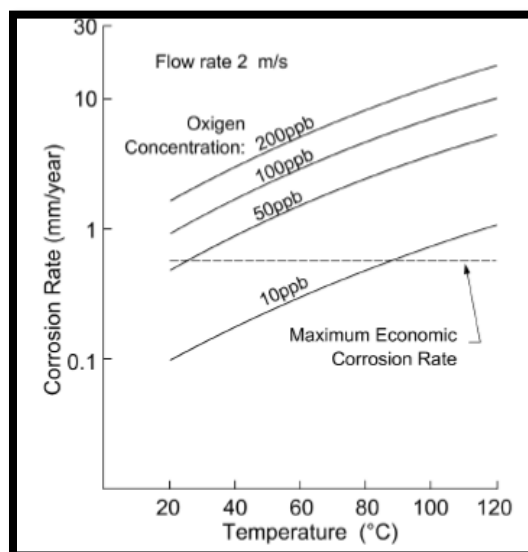
#### 7.4.7.13.2 Gases disueltos

La influencia de la composición del medio gaseoso sobre la velocidad de la corrosión de los metales es grande, es específica para diferentes metales y varía con la temperatura.

La composición del medio gaseoso tiene una gran influencia sobre la velocidad de oxidación del hierro y aceros. Especialmente influye el oxígeno (Figura No. 15), los compuestos de azufre y el vapor de agua. (Palacios C., 1995)

- **Oxígeno:** El oxígeno disuelto puede causar corrosión severa aún en bajas concentraciones (desde 0,1ppm) y si hay presencia de  $\text{CO}_2$  y/o  $\text{H}_2\text{S}$  puede incrementar su corrosividad. El oxígeno acelera la corrosión debido a que es un rápido agente oxidante en las reacciones catódicas.

Figura No. 16 Incremento velocidad de la corrosión con la concentración de oxígeno a diferentes temperaturas.



Fuente (Oldfield & Todd, 1979)

- **Dióxido de carbono:** Cuando el dióxido de carbono se disuelve en agua (Figura No. 17), este forma ácido carbónico lo cual disminuye el pH e incrementa la corrosividad del medio.

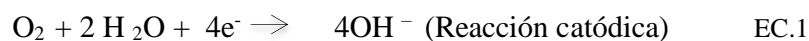
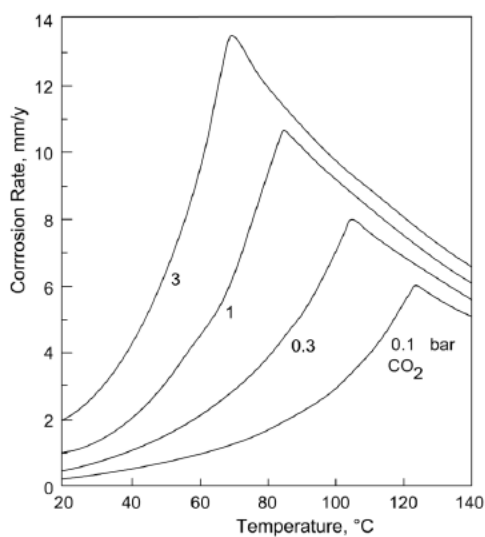


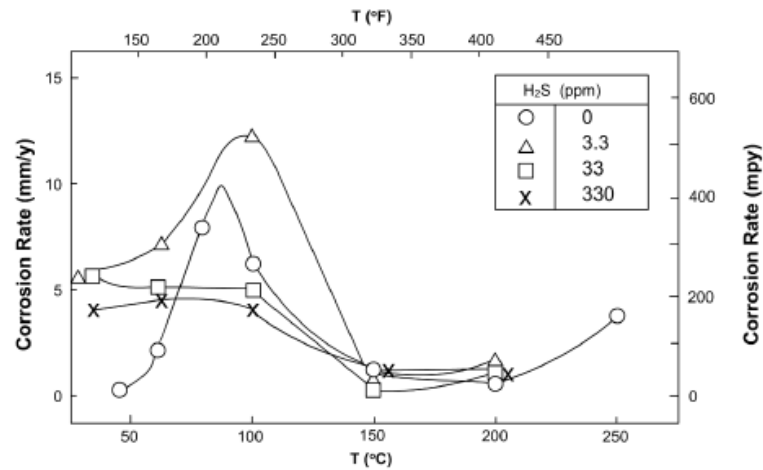
Figura No. 18 Velocidad de la corrosión en función de la temperatura a diferentes presiones parciales de  $\text{CO}_2$



Fuente (De Waard & Lotz, 1993)

- **Sulfuro de hidrógeno:** El sulfuro de hidrógeno es soluble en agua a presión y temperatura comunes en las operaciones petroleras (Figura No. 19) y, cuando se disuelve, se comporta como un ácido débil y por lo general causa picaduras.

Figura No. 20 Velocidad de corrosión con respecto al tiempo con diferentes concentraciones de  $H_2S$



Fuente (Ikeda et al., 1985)

#### 7.4.7.13.3 Ión cloruro

El electrolito más frecuente en la producción de petróleo es el agua, y uno de los iones más comunes en este electrolito es el ión cloruro. El ión cloruro tiene un efecto importante en las reacciones de corrosión y a continuación se nombran algunos de estos efectos:

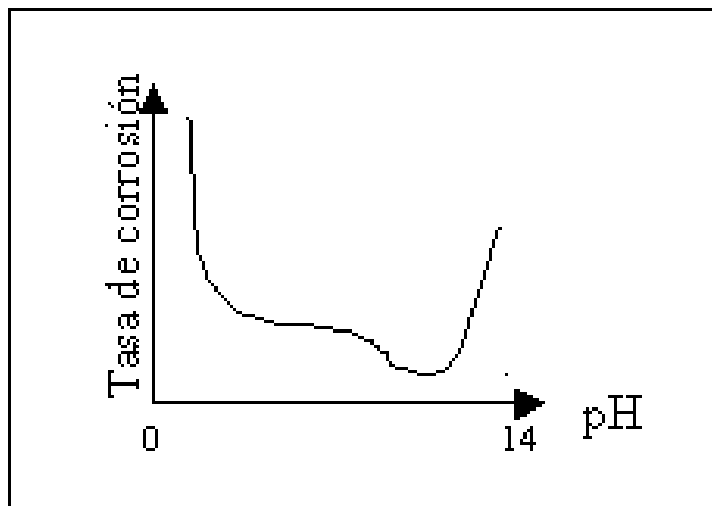
- Los productos de corrosión formados entre el metal y el ión cloruro son muy solubles en agua, en comparación con la herrumbre formada sin iones cloruros. Lo anterior indica que la capa de productos de corrosión formadas en ambientes salinos no tenderá a proteger al metal ya que tiene a disolverse con la humedad condensada y/o el agua presente, exponiendo metal fresco al medio ambiente respectivo.
- El cloruro de sodio y otras sales son sustancias muy higroscópicas, es decir, muy absorbentes de agua. Esta característica conduce a una mayor retención del agua (de la humedad condensada) sobre las superficies metálicas cuando hay sales o salitres depositados sobre las estructuras, equipo y materiales expuestos a medios marinos. Mientras mayor es el tiempo de contacto entre la humedad y el material metálico, mayor es la corrosión.

- Finalmente, la presencia de cloruros en una solución acuosa disminuye la resistividad de dicha solución lo cual promueve la conducción eléctrica (iones y electrones) y facilita el contacto entre las diversas micro-zonas anódicas y las micro-zonas catódicas del material metálico, lo cual, unidos al hecho de una capa húmeda de mayor permanencia sobre dicho material, conduce a una mayor corrosión que la observada en el caso de no existir salitre. (Gil L., 2002)

#### 7.4.7.13.4 pH de la solución

Las variaciones en el pH afectan notablemente la velocidad de corrosión de los materiales metálicos (Figura N° 13). En el rango de pH's ácidos, o sea, menores de 4, el  $\text{Fe}(\text{OH})_3$  se disuelve, eso elimina la película en contacto con el hierro o el acero lo cual conduce a un contacto directo del metal con el medio corrosivo acuoso. Esto hace aumentar la velocidad de corrosión ya que ocurre la despolarización del oxígeno y el hidrógeno evoluciona, todo lo cual conduce a un aumento en la corrosión.

Figura No. 21 Tasa de corrosión del hierro en función del pH.



### Hierro

Fuente: (Nalco/Exxon Energy Chemicals, 1997)

Para pH mayores de 10, la alcalinidad del ambiente aumenta lo cual conduce a un aumento del pH en la superficie del metal. La velocidad de corrosión disminuye ya que el hierro se pasiva en presencia de álcalis y oxígeno disuelto. A un pH extremadamente alto, el hierro es nuevamente atacado por el fenómeno conocido como rompimiento cáustico. (Nalco/Exxon Energy Chemicals, 1997).

#### **7.4.7.14 DEFINICIÓN DE INTERCAMBIADOR DE CALOR**

Un equipo de Intercambio de calor es el que transfiere energía térmica desde una fuente o un fluido a alta temperatura hacia un fluido a baja temperatura con ambos fluidos en movimiento constante a través del aparato. Esta transferencia puede realizarse por contacto directo entre los fluidos o a través de una pared que separa la corriente de alta temperatura y el u otros fluidos de menor temperatura.

La transferencia de calor es el proceso físico de propagación del calor en distintos medios y generalmente se identifican tres diferentes de formas de transferencia, los cuales encontramos la conducción, convección y radiación.

##### **7.4.7.14.1 Conducción**

La conducción es la transferencia de calor basado en el contacto directo entre los cuerpos o a través de un mismo cuerpo. mecanismo mediante el cual el calor que se encuentra en una zona de alta temperatura, fluye hacia otra zona baja temperatura, por la interacción molecular, donde las partículas más energéticas, transfieren energía a las menos energéticas produciéndose un flujo de calor desde las temperaturas más altas a las más bajas.

##### **7.4.7.14.2 Convección**

El modo de transferencia de calor por convección se compone de dos mecanismos. Además de la transferencia de energía debida al movimiento molecular aleatorio (difusión), la energía también se transfiere mediante el movimiento global, o macroscópico del fluido. El movimiento del fluido se asocia con el hecho de que, en cualquier instante, grandes números de moléculas se mueven de forma colectiva o como agregados. Tal movimiento, en presencia de un gradiente de temperatura, contribuye a la transferencia de calor. Como las moléculas en el agregado mantienen su movimiento aleatorio, la transferencia total de calor se debe entonces a una superposición de transporte de energía por el movimiento aleatorio de las moléculas y por el movimiento global del fluido (F P.Incropera/ D P. DeWitt).

##### **7.4.7.14.3 Radiación**

La radiación térmica es la energía emitida por la materia que se encuentra a una temperatura finita. Aunque centraremos nuestra atención en la radiación de superficies sólidas, esta radiación también puede provenir de líquidos y gases. Sin importar la forma de la materia, la radiación se

puede atribuir a cambios en las configuraciones electrónicas de los átomos o moléculas constitutivos. La energía del campo de radiación es transportada por ondas electromagnéticas (o alternativamente, fotones). Mientras la transferencia de energía por conducción o por convección requiere la presencia de un medio material, la radiación no lo precisa. De hecho, la transferencia de radiación ocurre de manera más eficiente en el vacío (F P.Incropera/ D P. DeWitt).

#### **7.4.7.15 CLASIFICACIÓN DE LOS EQUIPOS DE CALOR**

Actualmente existen varias maneras de clasificar los equipos de transferencia de calor, pero las más comunes son las que enunciaremos a continuación.

##### **7.4.7.15.1 Clasificación según la trayectoria de los fluidos que intervienen en el proceso, pueden clasificarse así:**

- ✓ **Flujo en paralelo:** En esta distribución los fluidos caliente y frío entran por el mismo extremo de la unidad, fluyen a través de él en la misma dirección y salen por el extremo opuesto. La diferencia de temperatura inicial es alta, pero disminuye rápidamente al aumentar la distancia recorrida por los fluidos. Es importante resaltar que la temperatura de salida del fluido frío nunca supera la temperatura del fluido caliente.
- ✓ **Flujo en contracorriente:** Los fluidos entran por extremos opuestos de la unidad y fluyen en direcciones opuestas. En contraste con el intercambiador de flujo paralelo, esta configuración mantiene transferencia de calor entre las partes más calientes de los dos fluidos en un extremo, así como entre las partes más frías en el otro. El cambio en la diferencia de temperaturas, con respecto a la distancia no es tan grande como lo es en la región de entrada del intercambiador en flujo paralelo. La temperatura de salida del fluido frío puede exceder la temperatura de salida del fluido caliente.
- ✓ **Flujo cruzado de un solo paso:** Distribución en donde el fluido ingresa dentro de la unidad perpendicularmente a la trayectoria del otro fluido.
- ✓ **Flujo cruzado de pasos múltiples:** En esta distribución el fluido se desplaza transversalmente en forma alternativa con respecto al otro fluido.

#### 7.4.74.2 Clasificación según la forma transferencia de calor.

- ✓ **Regeneradores:** En estos equipos las dos corrientes de fluidos utilizan la misma vía de forma alternada, cuando pasa el fluido caliente el cuerpo del intercambiador este absorbe el calor que es cedido por el fluido frío.
- ✓ **Intercambiador de calor tipo cerrado:** Equipos en los cuales la transferencia de calor se realiza a través de la superficie que separa las dos corrientes en movimiento, esta superficie puede ser un tubo, una placa o una pared que evita el contacto de los fluidos.
- ✓ **Intercambiador de calor tipo abierto:** Estos equipos realizan el intercambio de calor entre los fluidos permitiendo el contacto directo entre ellos.

#### 7.4.74.3 Clasificación según la aplicación

Esta la clasificación más práctica, general y conocida por las personas que de una manera u otra se encuentran inmersos en estos procesos de transferencia de calor, teniendo en cuenta que cada equipo tiene un nombre preciso:

- ✓ **Caldera:** Es un equipo que genera vapor para la producción de fuerza, procesos industriales o para obtener agua caliente. Son equipos diseñados para transmitir el calor por una fuente externa o la combustión de algún material, a un fluido que puede ser agua o pueden ser líquidos térmicos, en este caso son denominados vaporizadores. El vapor de agua u otros debe ser generado y suministrado con un mínimo de pérdidas.
- ✓ **Condensadores:** Son equipos que generan el cambio de estado de un fluido gaseoso (vapor) ha estado líquido por medio del enfriamiento, refrigeración. Que se puede realizar por medio de un fluido (líquido o gaseoso) de manera natural o forzada utilizando equipos mecánicos como por ejemplo aéro enfriadores.
- ✓ **Torres de enfriamiento:** Una torre de enfriamiento es un equipo que utiliza la transferencia de calor y de masa, para enfriar un líquido de trabajo que entregara el calor por difusión y convección a una corriente de aire frío, debido a la existencia del contacto directo entre los fluidos se eliminan algunas resistencias al flujo de calor.

#### 7.4.74.4 Clasificación según características de construcción

- ✓ **Intercambiadores de calor Tubular:** Intercambiador generalmente es construido por tubos circulares, redondos o planos. Existe una considerable flexibilidad en el diseño, porque la geometría puede variar fácilmente cambiando el tubo de diámetro, posición y longitud. Este intercambiador de calor es diseñado para presiones relativamente altas. Se utilizan principalmente líquido-líquido y líquidos con cambios de fase (condensación y evaporación). Se utilizan para gas-líquido y gas-gas en las aplicaciones de transferencia de calor fundamentalmente cuando la temperatura y presión de funcionamiento son muy altas.
- ✓ **Intercambiadores de calor de platos:** Los intercambiadores de calor de platos o también conocidos como intercambiadores de placas son equipos térmicos que lo conforman una estructura y placas metálicas generalmente corrugadas y montadas a presión, que conforman el área necesaria para la transferencia de calor, con orificios de acuerdo a la disposición de flujo. Estos intercambiadores tienen limitaciones de altas presiones y altas temperaturas.
- ✓ **Intercambiadores de calor de casco y tubos:** Los intercambiadores de calor de tipo casco y tubos son aquellos en los cuales la transferencia de calor se realiza entre dos corrientes en movimiento, que nunca se mezcla o que no tienen contacto directo entre sí. Las corrientes de fluido involucradas, están separadas entre sí por una cualquier superficie que conduce o transporta dichos fluido y que facilita la transferencia de calor. Este intercambiador es construido para evitar fugas, facilidad de limpieza, controlar la corrosión y facilitar la inspección y mantenimiento aunque tienen también varias limitaciones.
- ✓ **Intercambiador de calor tipo tubo espiral:** Equipo consistente en una o más bobinas en forma de espiral instaladas dentro de un depósito. La tasa de transferencia de calor asociada a este tipo de intercambiador es mayor que la de un tubo recto y como desventaja es la limitación en la limpieza.



#### **7.4.7.16 INTERCAMBIADORES DE CALOR DE CASCO Y TUBOS**

Un intercambiador de calor de carcasa y tubos es un depósito a presión sin combustión que consiste en dos cámaras de presión independientes (lado carcasa y lado tubos). Por las dos cámaras fluyen dos medios de tal forma que cuando existe una diferencia de temperatura entre ellos, el calor se intercambia sin que los medios se mezclen. Como muestra el dibujo, uno de los medios fluye por el lado de la carcasa, mientras que el otro fluye por el interior de los tubos. En la carcasa se encuentran los bafles cuya función es forzar a que la dirección del flujo sea lo más perpendicular posible a los tubos. La forma y la distancia entre los bafles varían en función del uso al que estén destinados. Según la finalidad, velocidad y pérdida de presión, el paso del flujo por los tubos se realizará una o múltiples veces. Si exceptuamos la pérdida de calor por radiación, la cantidad de calor de entrada es igual a la de calor transferido.

No obstante, un intercambio de calor efectivo solo se puede producir cuando existe una diferencia de calor suficiente. Cuanto mayor sea la diferencia de temperatura, menor será la superficie de transferencia de calor necesaria. La capacidad de transferencia de calor de un intercambiadores el resultado del logaritmo de la diferencia media de temperatura, la superficie de transferencia de calor y el coeficiente de transferencia de calor. El coeficiente de transferencia de calor viene determinado en buena medida por la trayectoria de los fluidos, es decir, por el diseño geométrico del intercambiador. Por otra parte, el proveedor de intercambiadores de calor debe disponer de amplios conocimientos prácticos de las propiedades termodinámicas de ciertos medios bajo determinadas presiones y temperaturas, incluidos los factores que afectan al ‘fouling’ (ensuciamiento) y la compatibilidad de los materiales (funke\_rbwt\_es).

#### **7.4.7.17 Clasificación De Los Intercambiadores De Calor De Casco y Tubos**

Los intercambiadores más utilizados en las industrias de procesos industriales son los horizontales de circulación forzada y de acuerdo su construcción mecánica, pueden ser:

##### **7.4.7.17.1 Intercambiadores de cabezal fijo**

Son el diseño más simple de casco y tubos, y se construyen sin juntas empaquetadas en el lado del casco (Figura No. 22). Existen diversos tipos de construcciones, los que tienen ambas placas de porta tubos soldadas al casco forman una caja para que de esta forma se

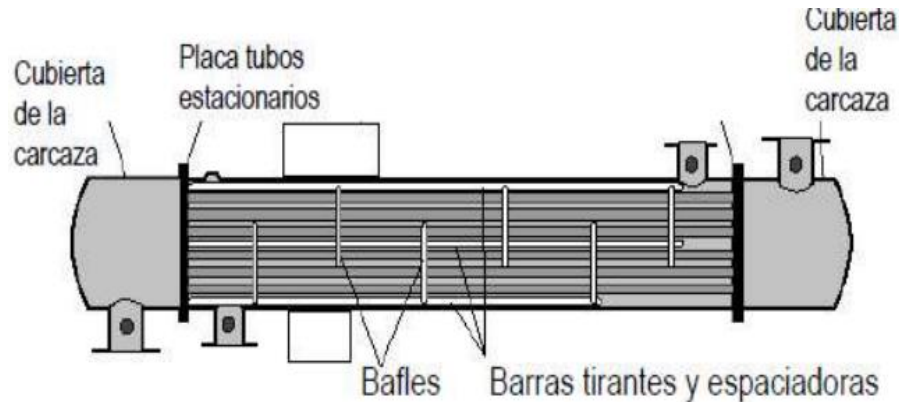
proporcione un sello absoluto para prevenir las fugas del fluido lado casco, los cabezales se apernan al casco.

En otros intercambiadores se suelda el casco y los cabezales a la placa porta tubos formando una unidad integral.

A veces el diámetro de la placa porta tubos se extiende más allá del diámetro del casco y tienen en su periferia una brida con agujeros para pernos los cuales permiten unir las placas porta tubos a los cabezales. En este tipo de intercambiador, el casco puede ser llenado completamente con tubos para lograr la máxima transferencia de calor, pero esto incrementa la caída de presión del fluido lado casco, y limita el intercambiador a servicios relativamente limpios.

Después de remover las cubiertas de los cabezales en cada extremo del intercambiador se obtiene el acceso a los tubos, por lo tanto el interior de los tubos pueden ser limpiados por medios mecánicos. Como el haz de tubos no puede ser removido, la limpieza del exterior de los tubos se hace con medio químicos, esto limita al intercambiador de placa porta tubos fija a trabajar con fluidos no ensuciantes por el lado casco aunque algunos fluidos ensuciantes pueden ser guiados a través de los tubos.

Figura No. 23 Intercambiadores de cabezal fijo



Fuente (Arveng training & engineering)

La principal ventaja del intercambiador de placa porta tubo fija es la de no poseer juntas internas, esto elimina una fuente potencial de fugas entre un fluido y otro. Además la ausencia de juntas internas permite para un diámetro de casco dado, acomodar el mayor número de tubos que en cualquier otro tipo de intercambiador de casco y tubos, proporcionando de esta manera una mayor área de transferencia de calor. El intercambiador con placas porta tubos fijas es el diseño de más bajo costo por pie cuadrado de superficie de

transferencia de calor, además este diseño puede ser intercambiable con otros intercambiadores fabricados del mismo tipo TEMA corresponde a las siglas en inglés de la Asociación de Fabricantes de Intercambiadores Tubulares.

#### **7.4.7.17.2 Tubos en forma de U**

En este tipo de intercambiador, los tubos son doblados en forma de U y están unidos a una única placa denominada porta tubos. Facilitando el movimiento relativo o limitado de estos tubos dentro del casco o carcasa y de esta forma eliminando los problemas de movimiento diferencial entre el casco y los tubos.

Como el haz de tubos puede ser retirado, el exterior de los tubos puede ser limpiado con medios mecánicos pero existe restricción en la limpieza mecánica en el interior, motivo por el cual esta lavado se realiza por medio de soluciones químicas.

El tipo tubo en U está limitado a trabajar con fluidos no ensuciantes en el lado tubo aunque algunos fluidos ensuciantes pueden ser transportados por el lado del casco. Los tubos en forma de U tienen diferentes radios de curvaturas. Una vez construido el haz de tubos, sólo aquellos que se encuentran en periferia son asequibles para el cambio, y en caso de presentarse daños en los tubos del interior estos deberán ser taponados en sus dos extremos y de esta forma condenarlo y habilitar limitadamente su funcionamiento.

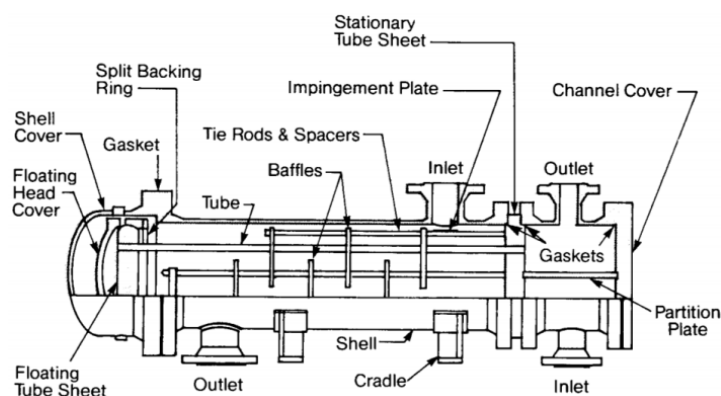
La principal ventaja de los intercambiadores con los tubos en forma de U es la elongación y contracción independiente de cada tubo que se encuentra soportado a una única placa porta tubos, ideales para aplicaciones donde se presente choques térmicos significativos y/o para servicios de alta presión.

#### **7.4.7.17.3 Intercambiadores de calor de cabezal flotante**

Estos intercambiadores son una combinación entre los Intercambiadores de cabezal fijo y los intercambiadores de Tubos en forma de U, sin embargo sus tubos no tienen configuración en U, dispone de un cabezal flotante donde el fluido retorna al cabezal de distribución (Figura No. 24). Como ventajas encontramos que esta configuración permite la facilidad en labores de inspección, mantenimiento y reparación. Elimina problemas de expansión diferencial por efectos térmicos de los tubos y carcasa por el libre desplazamiento del cabezal flotante.

Dentro de las desventajas encontramos que tiene un mayor costo de fabricación con respecto a los intercambiadores cabezal fijo y los de Tubos en forma de U, adicionalmente la gran cantidad de juntas encamisadas que lo hacen poco recomendable para el manejo de fluidos tóxicos o peligrosos.

Figura No. 25 Intercambiadores de calor de cabezal flotante.



Fuente (Arveng training & engineering)

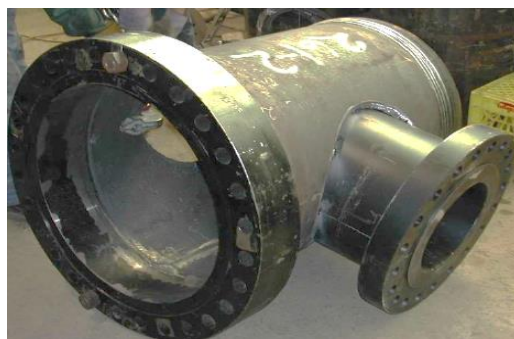
#### 7.4.7.18 COMPONENTES MECÁNICOS DEL INTERCAMBIADOR DE CALOR DE CASCO Y TUBOS

Los componentes mecánicos principales que conforman el intercambiador de calor de casco y tubo los enunciaremos y detallaremos a continuación:

##### 7.4.7.19 Cabezal de distribución o estacionario.

Elemento similar a la carcasa (Figura No. 26), cuya función es recibir el fluido que circulara por el interior de los tubos, posteriormente lo distribuirá y al finalizar lo recolectara para transferirlo y continuar el proceso. Los cabezales admiten el flujo del lado del tubo, lo guían por medio del intercambiador y le permiten la salida dependiendo la configuración del número de pasos.

Figura No. 27 Cabezal de distribución o estacionario.



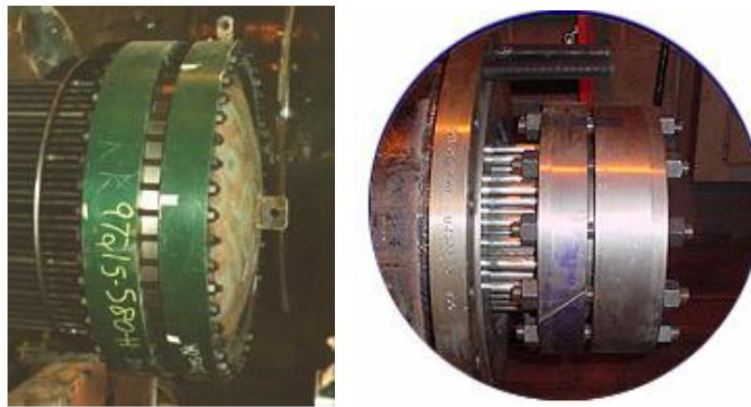
Fuente (Arveng training & engineering)

#### 7.4.7.20 Cabezal flotante.

Está constituido por un cabezal que se fija a la placa tubular flotante por medio de pernos y un anillo dividido (Figura No. 28), permitiendo retornar el fluido circulante por el interior de los tubos hacia el cabezal de distribución. Su construcción es compleja, requiere un sinnúmero horas de mecanizado y controles estrictos para garantizar su calidad.

A pesar del aseguramiento en la calidad este elemento suele presentar fugas debido a la numerosa cantidad de juntas que lo conforman.

Figura No. 29 Cabezal flotante.



Fuente (Arveng training & engineering)

#### 7.4.7.21 Placa tubular.

El haz tubular o haz de tubos finaliza sus extremos en chapas perforadas llamadas placas tubulares (Figura No. 30), que sirven como elementos divisores entre el flujo del lado carcasa y el flujo del lado tubos y adicionalmente como elemento de sujeción de los tubos.

Los tubos cruzan la placa tubular a través de perforaciones existentes y el sello se logra mediante la expansión de los tubos contra la placa tubular o por medio de una soldadura perimetral en los extremos de los tubos y la placa tubular uniéndolos de manera permanentemente.

Existen dos tipos de tapas porta tubos, una denominada tapa tubo sencillo y la otra tapa porta tubo doble. Las placas porta tubos dobles consisten de dos placas acopladas en los extremos de los tubos con una holgura entre ellas. El objetivo de las placas porta tubos dobles es la reducción de fugas del fluido lado tubo, normalmente son utilizadas en aplicaciones con productos altamente tóxicos o aplicaciones donde no se toleran fugas. Las placas porta tubos sencillas son más comunes por el menor costo.

Figura No. 31 Placa tubular.



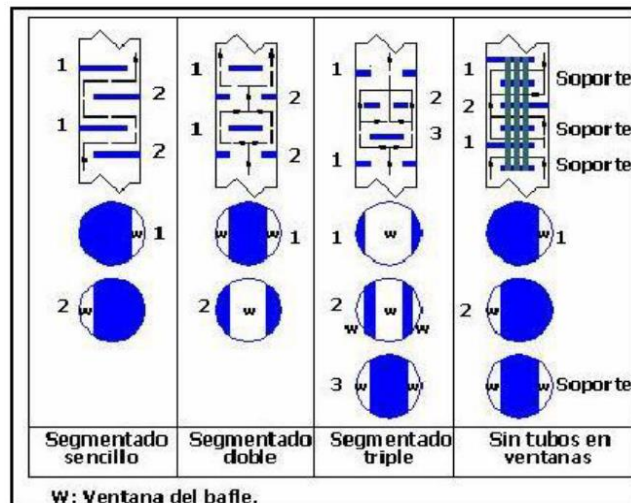
Fuente (Arveng training & engineering)

#### 7.4.7.22 Baffles.

Los baffles transversales son placas espaciadas a lo largo del haz de tubos y tiene dos funciones básicas y su diseño depende de la función que va a realizar.

Una función es utilizarse como placa de soporte para los tubos en determinadas distancias para prevenir el fenómeno de flexión y la vibración, adicionalmente permite guiar el fluido hacia el casco para que su movimiento sea lo más perpendicular posible con respecto a los tubos y de esta manera incrementar la tasa de transferencia de calor.

Figura No. 32 Tipos de baffles.



Fuente (Proy. diseñoLAFP /LMRV)

La ventana del baffle es el área por donde el fluido del lado del casco transita de un baffle hacia otro. El corte del baffle se define como la altura de la ventana expresada en porcentaje del diámetro del casco. La condición habitual del corte del baffle está dada entre el 15 - 40%

para baffles segmentados y entre el 20 -30% para baffles segmentados dobles. El corte siempre debe sobrepasar los bordes de los baffles adyacentes.

Los baffles están divididos por segmentado sencillo, doble segmentado y triple segmentado.

En la figura No. 19 podemos observar un diseño en el cual no hay tubos en las ventanas y por lo tanto los tubos están soportados por todos los baffles, este diseño se conoce como sin tubos en las ventanas y es usado para eliminar la vibración inducida en los tubos por el fluido lado casco. Este diseño debe tener un diámetro mayor para contener el mismo número de tubos en comparación con diseños convencionales.

#### **7.4.7.23 Carcasa (casco).**

Cuerpo cilíndrico construido de una o más piezas, puede ser un tubo sin costura que alojara en su interior el haz tubos; a su vez, en su interior circulara el fluido que estará en contacto directo con las diferentes superficies exteriores del haz tubos (Figura No. 33). La carcasa es uno de elementos más importantes desde el punto de vista estructural del intercambiador de calor de carcasa y tubos.

Los cascos deben ser completamente cilíndricos de lámina rolada o tubos completos, por practicidad y economía en la fabricación de estos elementos la mejor opción son los tubos.

Figura No. 34 Carcasa (casco).



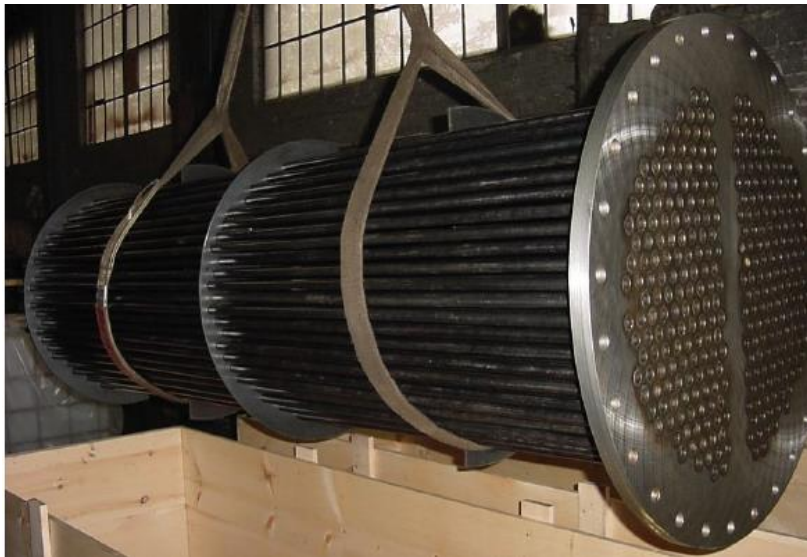
Fuente (Arveng training & engineering)



#### 7.4.7.24 Haz de tubos.

Elemento conformado por una cantidad de tubos determinado para aumentar el área de transferencia de calor (Figura No. 35), elemento instalado en el interior de la carcasa y orientado paralelamente a ella, soportados en sus extremos por dos placas porta tubos o solo en una cuando se utilizan tubos en U. Por el interior de los tubos circula el fluido limpio que ingresa al intercambiador por el cabezal estacionario.

Figura No. 36 Haz de tubos.



Fuente (Arveng training & engineering)

Hay básicamente dos tipos de tubos:

- **Los tubos aleteados:** tubos que tienen aletas externas instaladas mecánicamente, las aletas aumentan el área e incrementa la transferencia de calor y por lo tanto aumentan el flujo de calor hacia el fluido lado tubo.
- **Los tubos lisos:** son más comunes en el diseño de intercambiadores de calor de casco - tubos y se pueden encontrar de dos tipos: Los de construcción de pared sólida y los de construcción bimetálica. Los tubos bimetálicos se utilizan cuando es difícil y/o costoso obtener un solo metal las características de resista a ambientes corrosiva del medio a utilizar.



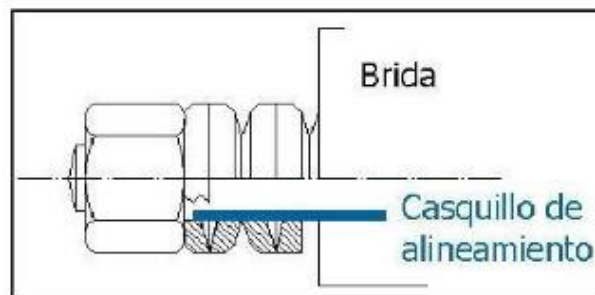
#### 7.4.7.25 Sellos, sujetadores, espaciadores.

Los sujetadores son varillas circulares que se atornillan en la placa porta tubos y se extienden a lo largo del intercambiador. Usualmente se acopla la varilla metálica por medio de una rosca e instalan tuercas para la fijación y en los separadores se colocan los tubos falsos.

#### 7.4.7.26 Pernos.

Son unos dispositivos que se utilizan para la sujeción de las diferentes partes u elementos del intercambiador (Figura No. 37), con los cuales hay que tener suma precaución con sus propiedades estructurales y los diferentes límites, como es valores de fluencia para evitar valores de sobreesfuerzos en el perno y en la brida. Cuando están involucrados pernos de bajo punto de fluencia, se usan temporalmente pernos de una baja aleación para la prueba hidrostática y demás ensayos, y sólo se usan los pernos de bajo punto de fluencia hasta que se hace la junta final. La combinación de temperaturas y coeficientes de expansión de los pernos y las bridas durante el servicio puede ocasionar en una junta fugas debido a holguras en los pernos. Deben asegurarse correctamente las condiciones del arranque o puesta en servicio de la unidad, apagado, limpieza y demás para evitar sobre esfuerzo y daños prematuros en estos dispositivos y demás componentes de la unidad.

Figura No. 38 Conjunto brida- Casquillo de alineamiento.



Fuente (Proy. Diseño LAFP / LMRV)

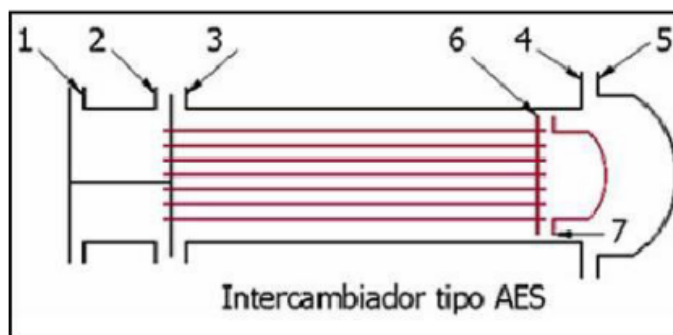
#### 7.4.7.27 Bridas.

Las bridas sirven para acoplar diferentes partes del intercambiador y unir el equipo a las tuberías del proceso (Figura No. 39). Las bridas están disponibles en una gran variedad de materiales, tamaños y tipos de acuerdo al rango presión de operación. Usualmente las bridas son de acero al

carbono forjadas de acuerdo a especificaciones técnicas, aunque también se utilizan las fundiciones de hierro para servicios de baja presión.

Las bridas pueden tener una capacidad asignada como 150, 300, 400, 600, 900, 1500 y 2500 libras. Esta capacidad corresponde a las presiones y temperatura de servicio especificada.

Figura No. 40 Ubicación de bridas.



Fuente (Proy. diseñoLAFP /LMRV)

Por lo general las bridas número 1 -2 -3 y 5 pueden seleccionarse de bridas estándar establecidas en códigos como la TEMA (Tubular Exchanger Manufacturers Association), o en catálogos de fabricantes. Para diámetros mayores las bridas deben diseñarse y construirse de manera especial de acuerdo a procedimientos y/o ASME, como son las bridas número 4 – 6 – 7.

#### **7.4.7.28 Boquillas.**

La mayoría de boquillas utilizadas en los intercambiadores de calor comprenden una tubería estándar con un extremo soldado al barril del casco o del cabezal, con una brida deslizante o una brida de cuello unida en el otro extremo.

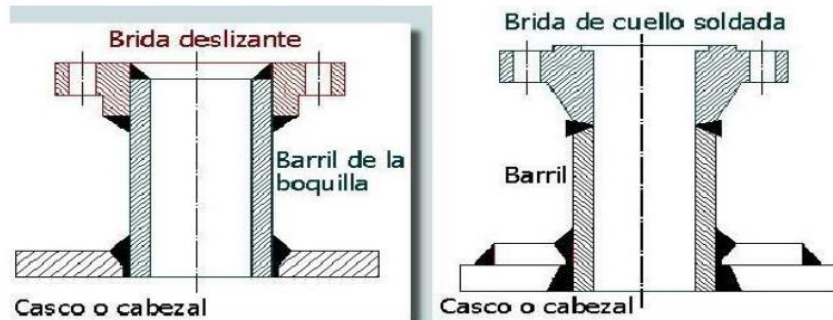
Se encuentran disponibles dos tipos de boquillas, una es la Boquilla reforzada y la otra es la boquilla Forjada.

##### **7.4.7.28.1 Boquillas Reforzadas.**

Las boquillas del lado del casco o corasa se suministran con una boquilla de refuerzo, en el cabezal estacionario, debido a la longitud del canal, es difícil de instalar almohadillas de refuerzo y el espesor del barril del canal entero se aumenta para lograr el espesor necesario para el refuerzo (Figura No. 41). Para servicios moderados, el refuerzo de la entrada de la boquilla, si es requerido es suministrado por una almohadilla de refuerzo.

Para servicios de alta integridad en donde se quiere minimizar el número de soldaduras y eliminar los refuerzos se puede utilizar una boquilla auto reforzada de cuello largo soldado, el esfuerzo requerido está en el barril de la boquilla.

Figura No. 42 Boquillas



Fuente (Proy. Diseño LAFP /LMRV)

#### 7.4.7.28.2 Boquillas Forjadas.

Otro tipo son las boquillas forjadas, el refuerzo está contenido dentro de la pared del barril, el cual está contorneado en la base para soldarlo con una junta a tope directamente dentro del barril, permitiendo la inspección de la soldadura boquilla-casco.

## 7.5 ANTECEDENTES

En todo proyecto de ingeniería, en sus diferentes etapas se pueden enfrentar con una variedad de desafíos que se deben sortear de la mejor manera para garantizar su viabilidad económica y técnica, operatividad, mantenibilidad y cumpliendo los diferentes estándares de seguridad y medio ambiente.

El sistema de deshidratación de gas natural con monoetilenglicol no es ajeno a este tipo de desafíos, motivo por el cual fue elegido como tema de la presente investigación.

La planta de tratamiento de gas cuenta con más de 10 años de operación, instalaciones que fueron concebidas con una capacidad de tratamiento de 10 MMscfd, e inicialmente dentro de las variables de diseño no fueron contemplados componentes como el sulfuro de hidrogeno ( $H_2S$ ) y el oxígeno ( $O_2$ ). Elementos que actualmente están generando serios problemas en el incremento de la velocidad de corrosión (Mayores de 10 Mpy) en los diferentes sistemas de la planta, degradación de sustancias usadas en los procesos de endulzamiento de gas y deshidratación de gas.

El sistema de deshidratación de gas natural cuenta con un intercambiador de calor tipo corasa – tubos, elaborado bajo requerimientos de TEMA clase C (Servicio general) equipo que se ha presentado serios daños en su integridad mecánica a causa del cambio de algunas variables de operación, las cuales debe soportar constantemente durante su operación permanente. Este sistema se requiere para realizar la inhibición de la formación de hidratos que pueden convertir en resistentes cristales que podrían generar obstrucción parcial o total de líneas y equipos de medición entre otros. De la efectividad del proceso de deshidratación depende la reducción en la velocidad y tipo de corrosión, se cumple requerimientos de calidad RUT y se evitan demás problemas asociados al transporte entre otras condiciones adversas.

Como consecuencia de la no disponibilidad del sistema de deshidratación, no se podrá llegar a temperaturas bajas que favorezcan la recuperación de líquidos con el gas licuado del petróleo y Gasolina líquida natural, la pérdida de especificaciones RUT del gas venta (contenido de agua no mayor a 6 lb/MMSCF), la mayor exposición de los diferentes equipos a condiciones adversas, pérdidas económicas, afectación por la no disponibilidad de la planta, afectación a la imagen corporativa entre otros factores.

La exposición permanente del intercambiador de calor a ambiente corrosivo ha afectado en varias ocasiones la integridad mecánica no solamente del intercambiador de calor, equipo objeto del presente estudio sino de otros componentes del sistema de deshidratación de gas que cumplen una función específica e importante para el correcto funcionamiento del sistema, dentro de los cuales tenemos el filtro de carbón activado, el serpentín del condensador de la torre entre otros.

### **7.5.1 Afectación a haz de tubos**

En la figura No 25 visualizamos el estado de afectación por presencia de oxígeno en el sistema, el cual junto con el agua presente en el glicol con un pH alrededor de 5.53, reaccionan con el material del tubo generando corrosión por oxígeno e hidrogeno, adicionalmente visualizamos el ensuciamiento por depósitos de materiales solidos como el carbón activado entre otros, contaminantes que disminuyen considerablemente la eficiencia del intercambiador.

Por otro lado el oxígeno presente y el pH del agua de 5.53 causan la degradación del glicol. Un pH por debajo de 5.6 genera un auto oxidación del glicol, creando productos como peróxidos, aldehídos y ácidos orgánicos (ácido fórmico y acético), que contribuyen a la corrosión del sistema.

El intercambiador está conformado con 30 tubos en forma de U contruidos en acero al carbono; de acuerdo al deterioro de algunos de ellos se evaluó la posibilidad de realizar taponamiento de los tubos mayormente afectados (presentaban fuga), teniendo en cuenta que al realizar

taponamiento de los tubos deteriorados se afectaría directamente el área de transferencia de calor, condición que podría disminuir considerablemente la regeneración del monoetilenglicol.

Figura No. 43 Grados de afectación de haz de tubos



Fuente (Adaptación [www.elliott-tool.com](http://www.elliott-tool.com) / Encitema)

Durante el proceso de condenación se debe seleccionar un tapón de tubo adecuado, en nuestro caso se realizó uso de tapones de una sola pieza (Figura No. 44), en el mercado se encuentran varias opciones y para la selección existen varios factores a considerar. Los tres tipos principales de tapones de tubo que se encuentran son los tapones de una o dos piezas y mecánicos. Posterior a este procedimiento se realizó prueba de fuga.

Figura No. 45 Tapón de tubos



Fuente ([www.elliott-tool.com](http://www.elliott-tool.com))

### 7.5.2 Afectación de filtro de carbón activado.

En la Figura No. 46 Se evidencia el deterioro de la estructura del filtro, adicionalmente deterioro de la tela que contiene el material filtrante (Carbón activado), condiciones que permiten el transporte del carbón activado fuera del contenedor del filtro y posterior distribución de

partículas y/o contaminación de todos los diferentes componentes del sistema, generando obstrucciones parciales y/o totales, perdida en la eficiencia de transferencia de calor entre fluidos.

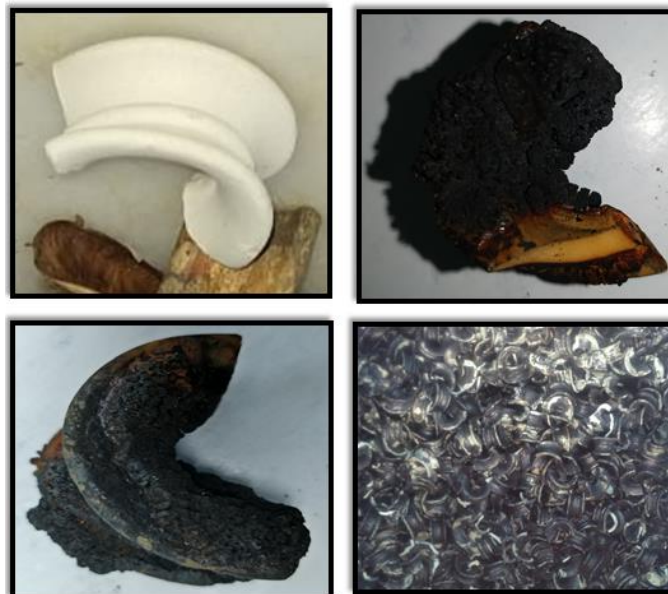
Figura No. 47 Daño filtro de carbon activado



Fuente (Independiente)

Por lo anteriormente detallado, el carbón activado fue transportado hasta la torre del sistema de regeneración, que es el punto aguas abajo donde fluye el glicol y este se encuentre alojado en los empaques cerámicos del lecho empacado (Figura No. 48), el cual en operación normal trabaja a altas temperaturas lo que pudo incurrir en la perdida de vida útil de las piezas de cerámica por unión y compactación de las mismas, lo que incurriría en la inundación de la torre, perdidas de glicol y eficiencia del sistema de deshidratación.

Figura No. 49 Grado de contaminación de empaques cerámicos



Fuente (Propia)

## 8.0 DESARROLLO DE LA INVESTIGACION

### 8.1 DESCRIPCION DEL PROCESO

El presente estudio se realiza a un intercambiador de calor tipo corasa - tubos de un sistema de deshidratación de gas natural con monoetilenglicol, sistema que es componente fundamental en el procesamiento de gas natural.

La planta de tratamiento de gas natural recepciona el gas asociado procedente de los diferentes campos petroleros de la región. Este gas es recepcionado a la entrada de la planta a una presión promedio de 35 psig y a temperatura que oscila entre 70°F y 106°F, esta corriente de gas es analizada por medio de una cromatógrafo de gases en línea (Tabla 5), y sus resultado permiten tomar acciones en el proceso de manera casi instantánea por parte de los operadores de la planta. El promedio lo podemos visualizar a continuación:

Tabla 6 Componentes principales gas natural.

CROMATOGRAFIA GAS NATURAL	
Componente	Unidad
	% Molar
Metano	74.3213
Etano	9.2432
Propano	5.9750
i-Butano	0.9591
n-Butano	2.0061
Neo-Pentano	0.0035
i-Pentano	0.6187
n-Pentano	0.5586
n-Hexano	0.3679
n-Heptano	0.2961
n-Octano	0.1003
n-Nonano	0.0000
Dióxido de Carbono	4.368
Nitrogeno	1.1702
Oxigeno	0.009
Sulfuro de hidrogeno	0.003

Fuente (Adaptación propia)

De acuerdo a los resultados de la cromatografía antes registrada en la tabla 3, el gas natural posee características de un gas ácido, ósea que contiene un promedio de 5 % de dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), aproximadamente 30 ppm sulfuro de hidrógeno ( $\text{H}_2\text{S}$ ) y adicionalmente contiene una considerable cantidad de oxígeno ( $\text{O}_2$ ), elemento indeseable en cualquier operación.

Una vez el gas es caracterizado y cuantificado se transfiere al sistema de acondicionamiento de gas, sistema donde se realiza la remoción de líquidos y/o material particulado por medio de un separador trifásico, posteriormente esta corriente de gas succionada por el sistema de compresión de gas, el cual incrementa la presión de 30 Psig a 995 Psig. Posteriormente este gas a alta presión es recepcionado en el sistema de endulzamiento de gas, sistema que realiza la remoción del dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) y sulfuro de hidrógeno ( $\text{H}_2\text{S}$ ) por medio de una solución de metildietanolamina.

El gas dulce (libre de  $\text{CO}_2$  y  $\text{H}_2\text{S}$ ) continúa su traslado hacia el sistema de deshidratación, proceso mediante el cual se realiza la remoción de vapor de agua presente en la corriente de gas por medio de una solución de monoetilenglicol.

## **8.2 Sistema de deshidratación de gas natural.**

El sistema de deshidratación de gas natural con monoetilenglicol se divide en cuatro subsistemas: el primero es de carga de glicol al sistema, el segundo es el de inyección de glicol para remoción de agua e inhibición de hidratos, el tercero es el de regeneración del glicol, y el cuarto es el de drenaje y disposición final de glicol.

### **8.2.1 Carga de glicol al sistema.**

La unidad de regeneración de glicol presenta pérdidas de glicol por arrastre con la corriente de vapor de agua en la columna regeneradora, con el gas tratado teniendo en cuenta que esta corriente presenta bacheo o fluctuaciones y/o con el condensado estabilizado, adicionalmente por pérdidas en los drenajes manuales de glicol hacia el sumidero por acciones del personal de operaciones, falla de equipos, fugas de equipos y accesorios y/o activación de equipos de seguridad como las PSV.

La cantidad y concentración de glicol debe mantenerse dentro del sistema para garantizar la adecuada operación del sistema, evitar desviaciones operacionales y afectación en la integridad mecánica de los diferentes componentes y equipos del sistema. Y en particular el haz de tubos del intercambiador de calor, equipo objeto del presente estudio



### **8.2.2 Inyección de glicol para remoción de agua.**

El sistema de inyección de glicol se necesita para realizar la inhibición de la formación de hidratos en la corriente de gas natural cuando se somete a la disminución de temperatura y también para remover gran parte del agua contenida en esta corriente, y de esta forma cumplir con los parámetros de calidad según el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural (RUT – Resolución 071 del 03 de diciembre de 1999), siendo el contenido de agua menor a 6 lb/MMSCF.

La presencia de gas frío y a altas velocidades en el intercambiador de calor gas/gas, Intercambiador de calor gas/líquido, chiller y separador trifásico de baja temperatura puede generar la formación de hidratos, lo que a su vez podría provocar taponamiento en las líneas, equipos y generar desviaciones operacionales.

El método más usado para prevenir la formación de hidratos es la inyección de glicol (Tabla 4) en los tubos de los diferentes intercambiadores de calor.

El glicol regenerado o glicol pobre (libre de agua) proveniente de la descarga de las bombas reciprocante de inyección a razón de 2.5 gpm, 140 °F y 1200 psig, continua su movimientos hacia los serpentines para realizar el intercambio de calor en las botas del separador de succión del compresor de refrigeración, a la salida de éste va hacia el serpentín de la bota del separador trifásico de baja temperatura , después al de la bota del chiller de gas y por último va hacia el serpentín de la bota del acumulador de reflujo de la torre deetanizadora.

Los serpentines en mención, se usan para calentar las botas de los equipos en caso de que se acumule hidrocarburo y que se requiera ser drenado, ya que a muy baja temperatura la viscosidad puede ser alta.

A la salida de esta última bota se dirige hacia los cinco puntos de inyección, para el contacto directo con el gas y permitir la remoción de vapor de agua. Los puntos cinco puntos de inyección de glicol se encuentran en la unidad de control de punto de rocío y son los siguientes:

- Barril superior del intercambiador de calor gas/gas.
- Barril inferior del intercambiador de calor gas/gas.
- Intercambiador de calor gas/líquido.
- Cabezal de chiller de gas.
- Cabezal de condensador de la deetanizadora.

Todo el glicol inyectado se recoge en las botas del separador trifásico de baja temperatura a temperatura de -30°F, en el separador de reflujo de la torre deetanizadora a temperatura

aproximada de -5 °F, obteniendo glicol rico con agua absorbida. Aquí se unen ambas corrientes y siguen hacia el proceso de regeneración.

Tabla 7 Propiedades físicas Monoetilenglicol

PROPIEDADES	
Nombre de la sustancia	Monoetilenglicol
Sinónimos	* Etilen glicol * 1,2 Etano-diol Glicol
Abreviación	EG - MEG
Fórmula molecular	$C_2H_6O_2$
Aspecto	Líquido
Color	Incoloro
Olor	Inodoro
Punto Inflamación	> 111°C
Solubilidad	Soluble en Agua
Peso molecular (Kg/mol)	62,068
Punto de fusión (°C)	-13
Punto de ebullición 101325 Pa (°C)	197,30
Presión de vapor a 25°C (Pa)	12,24
Viscosidad 77° F (25°C),Cp	16,5
Viscosidad 140° F (60°C),Cp	4,7

Fuente (Adaptación propia)

### 8.2.3 Regeneración de Monoetilenglicol.

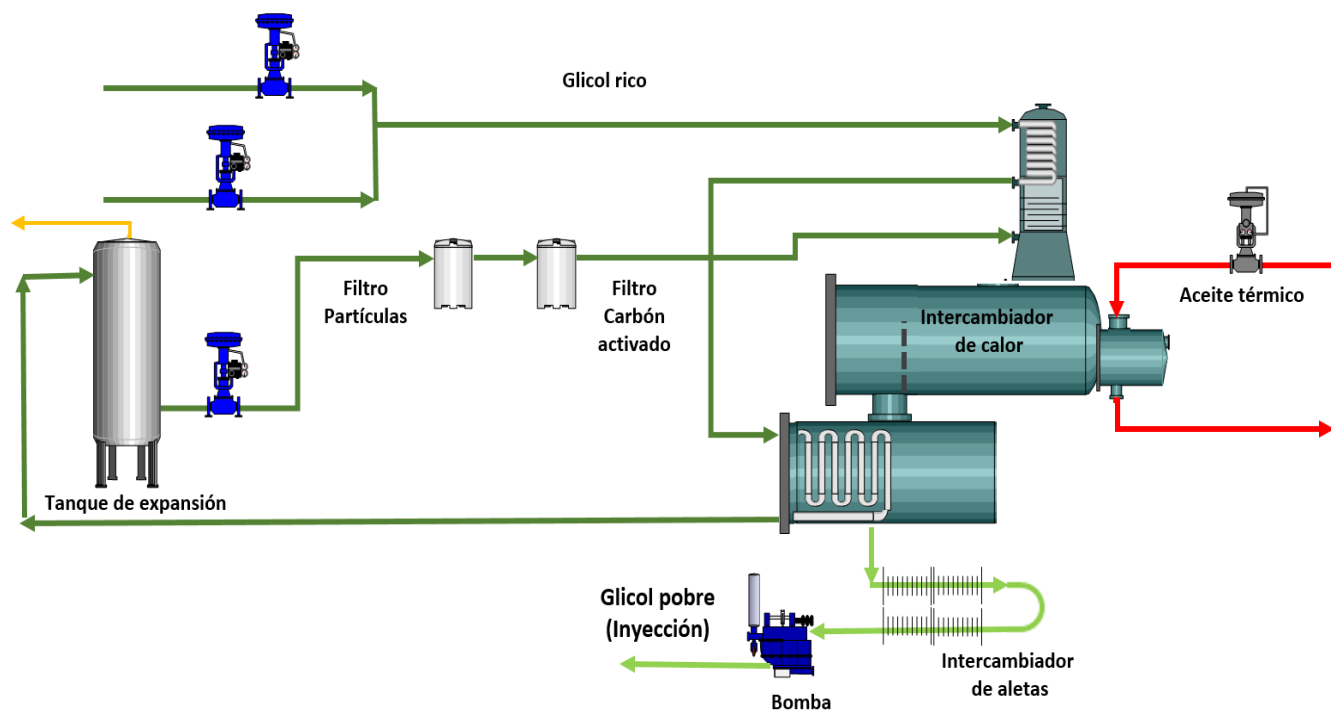
La regeneración del monoetilenglicol se requiere para eliminar el agua absorbida por este glicol en la unidad de control de punto de rocío y regenerarlo para poderlo reutilizar.

El glicol rico sigue a través de una línea hacia el tope de la columna regeneradora de glicol (Figura No. 50), donde se precalienta a través del paso por un serpentín que cumple la función de condensador de tope de la torre. Luego, el glicol rico pasa por otro serpentín del acumulador de

la regeneradora de glicol donde se calienta hasta 160 °F aproximadamente para seguir hacia el separador de expansión. El separador de expansión es un separador bifásico que opera a 50 psig, cuya función principal es la de separar del glicol rico y los hidrocarburos arrastrados en el proceso de deshidratación mediante la reducción de la presión (expansión). Los vapores de hidrocarburo que se generan en este separador de expansión son enviados hacia la tea caliente, mientras que el glicol rico continúa su recorrido hacia la columna regeneradora.

Antes de llegar a la columna regeneradora el glicol pasa a través del filtro de sólidos donde se retienen partículas de máximo 10 micrones, posteriormente esta corriente ingresa el filtro de carbón activado donde se retiene el hidrocarburo no separado aguas arriba, contaminantes que generan serios problemas como la formación de espuma, depósitos de sólidos y problemas de abrasivos por dichos sólidos.

Figura No. 51 Sistema de deshidratación con monoetilenglicol.



Fuente (Adaptación Propia)

Luego de los filtros, el glicol ingresa a la columna regeneradora de glicol, la cual es una columna empacada llena de empaque Intalox de 1" Koch Glitsch, de material cerámica, con forma similar a una silla de montura para caballo. La columna opera a aproximadamente 15 psig. El glicol

desciende a través del lecho empacado y entra en contacto con vapor de agua caliente ascendente, logrando despojar el agua absorbida en el glicol.

El glicol transita al rehervidor de glicol donde se lleva a cabo el calentamiento hasta 253 °F, temperatura que permite despojar el agua del glicol. El calentamiento se realiza mediante el suministro de aceite térmico caliente (Dowtherm) que circula por la parte interna del haz de tubos del intercambiador de calor tipo corasa - tubos. El vapor de agua con algo de vapor de glicol sale del rehervidor hacia la columna; el vapor de glicol se condensa con el serpentín de tope y nuevamente desciende hacia el acumulador.

Para la regeneración de la solución de glicol, se usa aceite caliente a una temperatura aproximada 405 °F en el rehervidor de glicol, El glicol regenerado con muy bajo contenido de agua (glicol pobre), desciende por rebose desde el rehervidor hacia el acumulador de glicol. El vapor de agua sale por el de la columna regeneradora hacia un tanque externo o tambor de sello de agua en el cual se recoge el agua libre y el glicol posiblemente arrastrado, y se ventea el vapor de agua remanente con trazas glicol arrastrado hacia un venteo seguro.

La amplia diferencia en los puntos de ebullición del glicol y el agua, permite que la separación entre los dos componentes sea fácil y eficiente. El glicol se regenera hasta una concentración de 80% en peso. Esta concentración es suficiente para la deshidratación y una concentración mayor requiere una temperatura más alta en el rehervidor.

De aquí, el glicol sale por gravedad hacia el enfriador de glicol, un intercambiador de tubo y aletas donde el glicol se enfría con la corriente de aire del medio ambiente. Luego, el glicol se transfiere por medio de las bombas reciprocante horizontales de inyección de glicol a una presión aproximada 1200 psig. Estas bombas son reciprocantes horizontales, De aquí el glicol pobre se direcciona a los serpentines de las botas de los separadores y posteriormente los diferentes puntos de inyección.

#### **8.2.4 Drenaje y disposición de glicol.**

La recolección de los diferentes drenajes de glicol se realiza a través de una línea principal que se interconecta con los diferentes puntos de drenajes manuales existentes y luego descarga en el tanque sumidero de glicol.

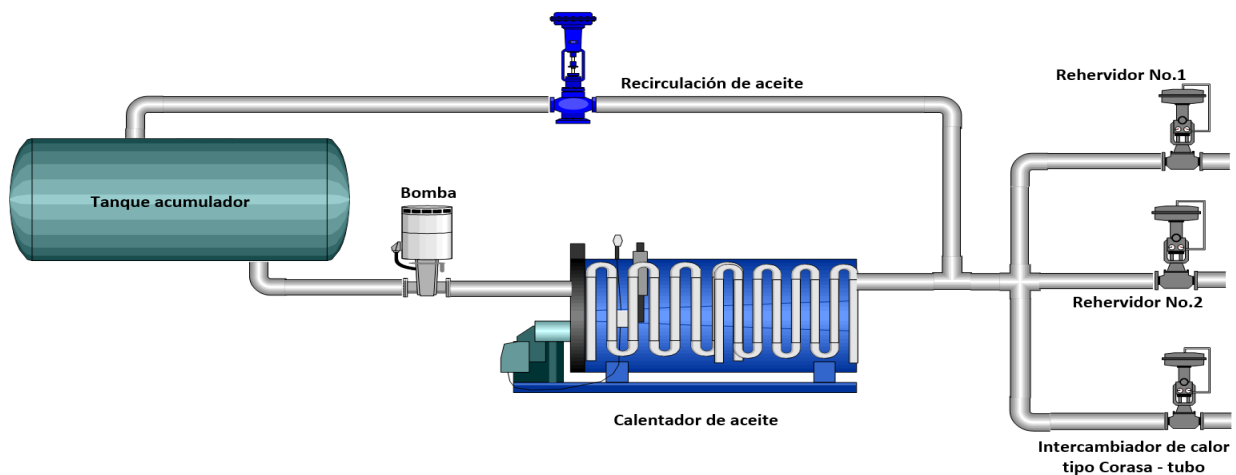
El sistema cuenta con una facilidad para recuperación de glicol desde el tanque sumidero, para la reutilización en el sistema de deshidratación y adicionalmente cuenta con una facilidad cargar el glicol usado hacia un carro tanque y realizar la disposición final de acuerdo a la legislación ambiental vigente.

### 8.3 SISTEMA DE CALENTAMIENTO DE ACEITE

El sistema de calentamiento de aceite es un circuito cerrado (Figura No. 52), que utiliza un aceite térmico; El sistema consta de un tanque acumulador de aceite, en el cual se almacena el aceite requerido en todo el circuito. La presión de operación del tanque acumulador es de aproximadamente 15 Psig y tiene una temperatura de trabajo de 350°F, desde este acumulador y por medio de una bomba centrífuga se realiza el envío del aceite (presión de 50 psig / flujo entre 215 a 242 gpm) hacia el calentador de aceite, ingresando por medio de un serpentín helicoidal, El aceite sale del calentador a una temperatura de 420 °F, este incremento de temperatura se logra gracias a la combustión del gas autogenerado en la planta de tratamiento de gas.

El calentador de aceite consta de un quemador con un soplador integrado, diseñado para generar un flujo térmico de 5.88 MMBTU/hr a través de la combustión de gas natural, adicionalmente el equipo se encuentra aislado térmicamente por medio de una fibra cerámica, evitando de esta manera la afectación en su eficiencia y permite la protección del personal de operaciones y/o personal de mantenimiento.

Figura No. 53 Sistema de calentamiento de aceite térmico



Fuente: Adaptación propia

Una vez el aceite se encuentra en la temperatura ideal, continúa su trayectoria hacia tres puntos de distribución y una línea de retorno o recirculación de aceite hacia el acumulador, esta última utilizada para mantener un flujo constante de aceite a través del calentador, devolver el aceite que no sea requerido en los tres puntos adicionales y para realizar un precalentamiento del aceite antes de ingresar al calentador.

Uno de los puntos de distribución de aceite es el rehervidor de glicol o intercambiador de calor tipo corasa - tubo, equipo objeto del presente estudio.

Luego de que el aceite caliente es utilizado en cada rehervidor y/o intercambiador de calor, es regresado al acumulador de aceite mezclándose con el aceite de recirculación. La temperatura de retorno de aceite hacia el acumulador es de aproximadamente 300 °F.

La reposición se realiza de acuerdo a resultados de análisis físico-químico del aceite y/o pérdidas por fugas del mismo.

#### **8.4 MANTENIMIENTO DE LOS INTERCAMBIADORES DE CALOR**

El mantenimiento de los intercambiadores se recomienda realizarlos periódicamente o intervalos regulares, basado en la experiencia adquirida de las condiciones operacionales en la cual opera el equipo, se recomienda realizar inspecciones de las partes internas y externas de la unidad. La ausencia del mantenimiento adecuado en los tubos puede generar obstrucción total en algunos de ellos, generando tensiones térmicas, fugas en las conexiones de los tubos y/o daños estructurales en los demás componentes del equipo.

Se debe tener precaución a equipos que puedan presentar incrustaciones, las cuales se debe implementar un estricto plan de remoción periódico.

Cualquier depósito de material contaminante en el conjunto de tubos afectara considerablemente la eficiencia del equipo, afectación que se podrá evidenciar por el aumento en la disminución de la presión y/o disminución en la transferencia de calor reflejada en la baja regeneración del producto que en nuestro caso es el monoetilenglicol.

Inicialmente se debe descartar la presencia de aire o vapor inmerso en el sistema, condición que me puede generar también disminución en la eficiencia del equipo.

Si el ambiente de operación del equipo contiene productos que generen depósitos de solidos se recomienda realizar periódicamente. Se debe tener extrema precaución en la limpieza de los tubos, estos no se deben limpiar internamente usando vapor a presión porque esta condición genera incremento de la temperatura del tubo que podría generar tensión de expansión, deformaciones y/o aflojamiento entre los tubos y su placa porta tubos. Si estos tubos son limpiados por medio de equipos mecánicos se debe tener precaución de no generar daños por perdida de espesor. Y por último si esta limpieza se realiza por medio de métodos químicos se deberá garantizar la compatibilidad del producto a usar y la material del cual se encuentra construido el intercambiador.

Es importante definir la frecuencia y tipo de inspección a realizar al intercambiador de calor con el fin de comprobar el estado actual del equipo. Estas inspecciones no deberán modificar las

condiciones del o los componentes del intercambiador de calor, permitiendo identificar a tiempo cualquier afectación y de esta manera poder tomar las acciones preventivas y/o correctivas en el menor tiempo posible antes que generen mayores afectaciones en el equipo y se ponga en riesgo la vida e integridad de las personas y el medio ambiente. Adicionalmente permitirán evaluar la efectividad del mantenimiento implementado de acuerdo a las diferentes variables que pueden incidir en la vida útil del equipo y cada uno de sus componentes.

## 8.5 DETECCIÓN DE FUGAS INTERCAMBIADORES DE CALOR

Las técnicas de detección de fugas se pueden determinar como pruebas no destructivas que se aplican en sistemas o mecanismos presurizados o que trabajan en vacío, con este procedimiento se realizan no solamente para identificar la fuga (perdida de contención) sino que también para localizarla y poder cuantificar el fluido emitido de manera anormal de acuerdo a la criticidad del proceso.

Las fugas se presentan por daños estructurales a raíz de ambientes adversos o corrosivos, condiciones anormales de operación, deficiencia en el diseño entre otras.

Estas pruebas de identificación las podemos clasificar como pruebas cualitativas o cuantitativas. Siendo las pruebas cualitativas aquellas que me permiten identificar o descartar la ausencia de fugas de proceso y las pruebas cuantitativas aquellas que permiten cuantificar (numéricamente-estadísticamente) la variación de la presión en determinado tiempo.

- **Prueba de burbuja:** Este ensayo tiene como principio la liberación de un fluido gaseoso desde un contenedor a determinada presión de prueba (máximo 25% sobre la presión de diseño) y por un tiempo mínimo de 15 minutos, cuando este se encuentra sumergido en un líquido. Existe una segunda opción de esta prueba en la cual no se sumerge el equipo en un fluido sino que se aplica exteriormente una solución jabonosa que forma burbujas al existir una fuga. Prueba ampliamente aceptada en los diferentes sectores industriales por su bajo costo y simplicidad.

El Código ASME, sección V, artículo 10, apéndice I, establece los lineamientos para la realización de la prueba de burbuja.

- **Prueba de Ultrasonido acústico:** Ultrasonido, se refiere a la identificación de ondas de sonido en frecuencias por encima del límite del campo auditivo humano, el cual es de aproximadamente 20,000 ciclos por segundo (20 kHz), los detectores ultrasónicos emplean sensores específicos para identificar fallas a tiempo. Los equipos de ultrasonido

acústico están pueden estar compuestos de sensores contacto, sensores de no contacto, concentradores de señal y antena que permite transmitir una señal de objetos pequeños y/o distantes.

- **Prueba de vacío VLD:** Método el cual consiste en someter a presión negativa los tubos del intercambiador por medio de un equipo denominado detector de fuga de vacío o VLD (Vacuum Leak Detector) por sus siglas en inglés, presión que se logra realizando el taponamiento de uno de los extremos del tubo en U y en el otro se instala o se acopla un dispositivo en forma de pistola el cual permite la liberación de aire que se encuentra en el interior del tubo hasta aproximadamente 4,1 pulg. Hg por debajo de la presión atmosférica, una vez lograda la presión requerida y estabilizada se procederá a realizar seguimiento al manómetro del vacuometro durante aproximadamente 6 o 8 segundo, si la presión se conserva nos indica que el tubo no presenta afectación mecánica.  
El Código ASME, sección V, artículo 10, apéndice VI, establece lineamientos para la prueba de vacío.
- **Prueba de sobre presión:** Esta prueba consiste en presurizar el equipo a probar a una presión de máximo el 25% sobre la presión de diseño, por medio de aire con el objetivo de determinar la estanqueidad del equipo o sistema mediante el monitoreo de la presión en determinado tiempo.  
El Código ASME en la sección V, artículo 10, apéndice VI, establece los lineamientos para la prueba de sobrepresión.
- **Prueba hidrostática:** Es una prueba de presión a la que deben someterse un equipo o líneas de tuberías para certificar su hermeticidad y resistencia mecánica , sosteniendo la presión durante un tiempo establecido, utilizando agua como fluido de prueba o en su defecto un fluido no corrosivo. Los códigos de diseño de los equipos y sistemas de tuberías (ASME, ANSI/API, TEMA, entre otros), establecen claramente las prácticas recomendadas de cómo realizar la prueba hidrostática, con el fin de garantizar la integridad física de las personas y los equipos.



## 8.6 TECNICAS NO DESTRUCTIVAS PARA LA INSPECCIÓN DE INTERCAMBIADORES DE CALOR.

Los ensayos no destructivo (END) o también conocidos como NDT (Non Destructive Testing) por sus siglas en inglés, son aquellas pruebas no invasivas realizadas a una pieza y/o equipo para la evaluación de la calidad e integridad, determinar sus propiedades físicas, químicas o mecánicas; Pruebas que no alteran sus propiedades de manera permanente, lo que permite su continuidad en el proceso, evitando pérdidas económicas y de tiempo.

Los diferentes métodos están basados en diferentes fenómenos físicos, de su adecuada y correcta aplicación radica el éxito de obtener resultados que permiten el diagnóstico del estado o calidad de la pieza y/o equipo inspeccionado. Los diferentes tipos de ensayos no destructivos los podemos identificar en tres grupos principalmente, los que nos permiten identificar o evaluar defectos (Discontinuidades, corrosión, tensiones, fugas etc.), el segundo método es aquel que nos permite caracterizar un material, y el tercero aquel que nos permite realizar metrología la cual facilita la identificación de espesores entre otros.

- **Inspección visual (VT):** Es el método comúnmente usado por su practicidad y economía el cual es realizado directamente por un inspector cuando tiene acceso directo y cercano al elemento a inspeccionar o la inspección visual a distancia o remota cuando no se tiene acceso al elemento y es necesario realizarla por medio de la utilización de diferentes herramientas, instrumentos de medición (Pie de rey o Vernier, micrómetro, galgas entre otros) u ópticos (Baroscopio, Lupas, espejos).  
Método que se debe realizar bajo las normas API STANDARD 653, ANSI/ASME B31.G, el código ASME SECCIÓN VIII y el API 510 según corresponda.
- **Ensayos líquidos penetrantes:** la realización de esta prueba consiste en la aplicación un de líquidos coloreado o fluorescente con gran fluidez sobre la superficie no porosa y previamente preparada o limpia la cual será objeto a examinar, fluido que ingresara al interior de las discontinuidades superficiales por el fenómeno de capilaridad, después de determinado tiempo (entre 5 y 60 minutos) se realiza la remoción del exceso de fluido dejando únicamente el fluido que ingreso a la discontinuidad evitando de esta manera falsas indicaciones; posteriormente se aplicara un segundo fluido denominado revelador el cual facilitara la interpretación y evaluación de las indicaciones por medio del inspector.

- **Ultrasonido (UT):** La inspección ultrasónica forma parte de los métodos de inspección y ensayos no destructivos. La comprobación de fallas se realiza mediante un procedimiento acústico. Una sonda envía ondas sonoras a través de materiales conductores de ultrasonido en un rango de frecuencia aproximado de entre 500 kHz y 50 MHz. El ultrasonido rebota en aquellos lugares donde se encuentran materiales de diferente densidad e impedancia de onda. Estas capas límite se encuentran por ejemplo en cavidades, fisuras, etc. Estos son factores determinantes que requieren una comprobación de la soldadura. Mediante la medición del tiempo de tránsito del ultrasonido, es posible determinar el tamaño y la posición de la falla en prácticamente toda la pieza. Es por ello que la inspección ultrasónica para la comprobación de fallas sirve principalmente para el control de piezas metálicas en los diferentes sectores industriales, para la comprobación de soldaduras y materiales y para el control de productos semi-acabados. También puede ser utilizado para medir el grosor de un material, la dureza o el caudal de una tubería (Pce-instruments, 2019).
- **Corrientes de Eddy (EC):** La inspección realizada por este método se fundamenta en los principios de inducción electromagnética, donde se genera un campo magnético e induce una corriente sobre el elemento objeto del estudio, permitiendo la identificación de defectos superficiales y/o sub superficiales (grietas, corrosión, afectaciones mecánicas), medición de propiedades de los materiales (Conductividad, dureza, condición tratamiento térmico, Etcétera) y mediciones dimensionales (medida de espesor bajo ciertas condiciones o características).

---

## 9.0 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

---

- De acuerdo a las nuevas condiciones operacionales por la presencia de Oxígeno (O<sub>2</sub>) y sulfuro de hidrogeno (H<sub>2</sub>S) el material que ofrece mayores propiedades a la corrosión es el acero inoxidable y no el acero al carbono.
- Asegurar la operación optima en el sistema de deshidratación y regeneración; controlando variables como pH (Debajo de 5,5 – Auto oxidación), y la concentración de hierro (no supere 5 ppm).
- Evitar descomposición de monoetilenglicol por exceso de temperatura (Temp. Máxima: 329°F).
- Se debe realizar inyección de secuestrante de sulfuro de hidrogeno en cabeza de pozos.
- Se debe eliminar de toda fuente externa de oxígeno y en caso que no sea posible de deberá inyectar secuestrante.
- Realizar seguimiento continuo a los diferentes componentes de la corriente de gas de entrada a la planta (Cromatografía de gases), con el fin de identificar cambios significativos en dichos componentes con respecto a los componentes de gas con los cuales se diseñó la planta.
- Se recomienda instalar y/o asegurar el monitoreo de corrosión en el sistema de deshidratación.
- Implementar rutina de mantenimiento (Limpieza e inspección) del haz de tubos.
- Asegurar rutina de inspección del filtro de carbón activado glicol rico, siendo afectado por la corrosión debido a que se encuentra inmenso en el sistema.
- Se debe verificar estado del filtro de carbón activado, teniendo en cuenta que actualmente se realiza el cambio por alta presión diferencial indicada en el indicador de diferencial de presión análogo, indicación que nos indica saturación del filtro y no perdida de integridad estructural del contenedor del carbón activado. En caso de daño del filtro se enviaría partículas de carbón activado aguas abajo generando obstrucciones parciales o totales, perdida en la transferencia de calor entre el intercambiador de calor y el glicol entre otras.
- Mantener condiciones óptimas de operación y/o evitar paradas prolongadas del sistema de endulzamiento de gas para asegurar la remoción del sulfuro de hidrogeno H<sub>2</sub>S y el dióxido de carbono CO<sub>2</sub>, adicionalmente evitar el incremento del envío de sustancias no deseadas como hidrocarburos, trazas de aceite lubricante del sistema de compresión de gas y material particulado etc.
- Se debe evitar la contaminación con sales, ya que esta aceleran la corrosión y reducen la eficiencia térmica del haz de tubo del reboiler.

- Se debe monitorear el nivel del acumulador de aceite térmico y acumulador de glicol, un cambio significativo ya sea incremento (Acumulador glicol) o disminución (Acumulador aceite) podría indicar una posible ruptura del intercambiador de calor, adicionalmente se puede visualizar el estado de cada producto por medio del visor nivel o por medio de un recipiente de muestra y constatar la presencia o ausencia de productos disímiles (ver anexos).
- Se debe realizar un arranque o puesta en línea del sistema de deshidratación asegurando una rampa de ascenso de temperatura gradual para evitar daños en el intercambiador de calor.
- La fabricación de intercambiadores de calor de deberá realizar mediante lineamientos descritos por el código ASME en la división I para diseño y fabricación de equipos sometidos a presión. Como también de acuerdo al estándar API-660 propio para intercambiador de calor de carcasa - tubos y TEMA corresponde a las siglas en inglés de la Asociación de Fabricantes de Intercambiadores Tubulares, formada por los principales fabricantes de intercambiadores de calor, de carcasa y tubos.

## **10. BIBLIOGRAFIA E INFOGRAFIA.**




- BUCHAN, R.C. “Dehydration of Natural Gas”. Presented at the Spring meeting of the South-western District, Division of Production, Dallas, 1950.
- ROSMAN, A. “Water Equilibrium in the Dehydration of Natural Gas With Triethylene Glycol”. SPE 4040. En Society of Petroleum Engineers Journal (1973); p 297-304
- PORTER, J.A. “Vapor-Liquid Equilibrium Data on the System Natural Gas-Water-Triethylene Glycol at Various Temperatures and Pressures”. En Petroleum Transactions 2048(1950), Vol. 189, p 235-238.
- SALAMAT, R. “Choose the Right Gas Dehydration Method and Optimize Your Design”. IPTC 13321 (2009); p 3-8
- LIEBERMAN, N.P. “Troubleshooting Process Operations”. PenWells Books, Tulsa, Oklahoma, Third Edition, 1991, p 441-448.
- CAMPBELL, J. “Technical Assistance Service for the Design, Operation, and Maintenance of Gas Plants”. 2003. Cap.9, p; 5-10.
- GPSA Engineering Data Book, Tulsa, Oklahoma, 11th Edition, 1998, Chapter20.
- Institute American Petroleum. (2020). Damage Mechanisms Affecting Fixed. Washington: American Petroleum Institute (API).
- Real Academia Española, Diccionario de la lengua española, Vigésima segunda edición. ([http://buscon.rae.es/draeI/SrvltConsulta?TIPO\\_BUS=3&LEMA=delicuescentes](http://buscon.rae.es/draeI/SrvltConsulta?TIPO_BUS=3&LEMA=delicuescentes))
- FOWLER, O.W. “Calcium Chloride Wellhead Gas Dehydrators”. SPE 22 (1961).
- ODUNOWO, T. “Natural Gas Dehydration: The Suitability of Solid Desiccant Technology in Nigeria”. SPE 106975-STU (2006); p 2-3

- MINKKINEN,A. “Methanol Gas Treating Scheme Offers Economics, Versatility”. En: oil and Gas Journal (1992); p 65.
- VERGARA, M.A. “The MEG (Mono Ethylene) Injection Gas Dehydration Process Evaluation for the Margarita Field Development”. SPE 107292 (2007); p 1-5.
- ELHADY. A. A. A. “Operating Experiences of DEG and MEG for Hydrate and Dewpoint Control in Gas Production Offshore Mediterranean”. IPTC 10103 (2005); p 1-5.
- MARKIEWICZ, G.S. “The Membrane Alternative for Natural Gas Treating: Two Case Studies. SPE 18230 (1965).
- OHLROGGE, K. “Membranes Technology for Natural Gas Processing”. SPE 75505 (2002); p 1-2.
- FOURNIÉ, F.J. “Permeation Membranes Can Efficiently Replace Conventional Gas Treatment Processes”. Journal of Petroleum Technology (1987); p 707-709.
- Comisión Reguladora de Energía y Gas. “Actualización al Reglamento Único de Transporte de gas Natural-RUT”. Documento CREG-053, 16 de Agosto de 2007.
- OKIMOTO, F.T. “Twister Supersonic Gas Conditioning Process”. SPE 87262 (2000); p 1-2.
- KARIMI, A. “Selective Removal of Water from Supercritical Natural Gas”. SPE 100442 (2006); p 2-6.
- BROUWER, J.M. “Twister Supersonic Gas Conditioning for Unmanned Platforms and Subsea Gas Processing”. SPE 83977 (2003); p 1-3.
- <https://www.pce-instruments.com/f/t/es/inspeccion-ultrasonido.htm>
- API RP 571 (2011). Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry. Washington DC

- Endean, H. (1989). “Manual de detección y Control de Corrosión en Campos Petroleros”. Houston, Texas: Champions electronics INC.126p
- Jones, D. (1992). Principles and prevention of corrosion. Macmillan Publishing Company, USA.
- Gil L. (2005). “Manual de Corrosión Básica”. UNEXPO. Puerto Ordaz.239p
- InterCorr International, (2002) “Program for Evaluation and Determination of Corrosion in Steels”. PREDICT User’s Guide. EE.UU.
- NALCO. (2002). Corrosion in the petroleum industry, 85p.
- Palacios, C. (1995). “Corrosión”. Puerto la Cruz. Venezuela.
- TEMA, Standards of the tubular exchanger manufacturers association, Inc. Novena edición. 25 North Broadway Tarrytown, New York 10591. Richard C. Byrne, Secretary. <http://www.tema.org>.
- Fonseca, L.A., y Riveros, L.M., Diseño térmico y mecánico de Intercambiadores de calor de casco y tubos., Proyecto de grado, Facultad de Ingenierías Físico mecánicas, Escuela de Ingeniería Mecánica Bucaramanga, Universidad Industrial de Santander, Colombia, 2009.
- ASME Sec. VIII, Dii. 2 2007 Edition.
- Fuentes C y Peña D (2007) “Predicción de la corrosión por CO<sub>2</sub> + H<sub>2</sub>S en tuberías de acero al carbono” Scientia et Technica Año XIII, No 36, Septiembre de 2007. Universidad Tecnológica de Pereira.

## 11. ANEXOS

### ANEXO 1 Estado de Monoetilenglicol contaminado.

ESTADO	COMENTARIO
	<p>Se visualiza el estado normal de la solución de monoetilenglicol y agua desmineralizada (Glicol rico), la cual es incolora, inodora, no posee demás contaminantes en fases disimiles o material particulado.</p>
	<p>En esta imagen se evidencia la existencia de dos fases, en la parte inferior la solución de Monoetilenglicol y la segunda fase en la parte superior es la de hidrocarburos, lo que nos puede indicar falla en el tanque de expansión y/o filtro de particulas.</p>
	<p>Podemos evidenciar en la siguiente imagen la existencia de dos fases, que de acuerdo a las características fisicas y la ubicación se determina que la fase inferior de color incolora corresponde a la fase de monoetilenglicol y la segunda fase corresponde al aceite térmico utilizado en el intercambiador de calor lado tubos, adicionalmente se evidencia entre las dos fases la acumulación de particulas sólidas.</p>



